

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'enseignement supérieur & de la recherche scientifique**

**Université Hassiba Ben Bouali – Chlef**



**Faculté de Technologie**

**Département d'électrotechnique**

**MEMOIRE**

**Pour l'obtention du diplôme de**

**Magister en génie électrique (Ecole Doctorale)**

**Option : entraînement des systèmes électriques**

**Présenté Par :**

**Latreche Kamel**

**Thème**

# **Réalisation d'un système suiveur de soleil**

**Soutenue le 10/03/2012, Devant le jury composé de :**

|                        |                            |                   |                    |
|------------------------|----------------------------|-------------------|--------------------|
| <b>Président :</b>     | <b>Miloud. TAHAR ABESS</b> | <b>Professeur</b> | <b>U.H.B Chlef</b> |
| <b>Rapporteur :</b>    | <b>Bachir.BELMADANI</b>    | <b>Professeur</b> | <b>U.H.B Chlef</b> |
| <b>Co-Rapporteur :</b> | <b>Mohamed.BEDERRAR</b>    | <b>M. M.A</b>     | <b>U.H.B Chlef</b> |
| <b>Examineurs :</b>    | <b>Mohamed. TADJINE</b>    | <b>Professeur</b> | <b>E.N.P Alger</b> |
|                        | <b>Lazhari . NEZLI</b>     | <b>M.C.A</b>      | <b>E.N.P Alger</b> |

**:**

## REMERCIEMENTS

*Avant tout, je remercie DIEU le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté de mener à bien ce modeste travail.*

*Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur monsieur Belmadani Bachir, professeur à université de chlef, pour avoir dirigé ce travail.*

*J'adresse mes sincères remerciements à mon co-encadreur monsieur Bederrar Mohamed, maître assistant à université de chlef, pour son aide sans réserve et conseils précieux, et je lui souhaite un prompt rétablissement .*

*Je tien à renouvelé mes remerciements à mon ami Bouheraoua Bilal pour son aide et ses encouragements continus ainsi que mes petites sœurs Belgaid Yamina et Toualbia Asma sans oublier Radhia et fatima et Souhila et surtout Hamza Saidi qui ma vraiment aidé pour la réalisation pratique de mon tracker ; ainsi qu'a abderrahman benyamina et mohamed kellal*

*Je voudrais associer à mes remerciements toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.*

*Je voudrais remercier exceptionnellement mrs Tadjine , Boucherit , Nezli , Mahmoudi pour leurs soutiens durant les études de magister. Je vous dis votre aide a été vraiment bénéfique merci .*

## *Dédicaces*

*A mon épouse Nadia, a mes enfants Abdel malik et Yacine*

*A mes parents, frères et sœurs,*

*A ma belle famille,*

*Je dédie ce présent travail.*

*Pour faire de grandes choses, il ne faut pas être un si grand génie, il ne faut pas être au- dessus des hommes il faut être avec eux*

*Montesquieu*

**Résumé : Réalisation d'un système suiveur de soleil**

Ce mémoire a pour but de réaliser un suiveur de soleil à deux axes destiné à faire le suivi du soleil tout au long de la journée en utilisant des capteurs LDR. Tout cela pour récupérer un maximum d'ensoleillement sur la surface des panneaux solaires afin de maximiser leur rendement et montrer ses performances par rapport à un système à axe fixe.

**Mots clefs :** panneaux photovoltaïques, énergie renouvelable, suiveur de soleil.

**Abstract : Realisation of solar tracking system**

The main objective of this work is to realise a two axis solar tracking destined to follow the sun during all the day using LDR sensors. All this to recover a maximum of sunning on the surface of photovoltaic pannels to have a maximum output and show its performances comparade to a fixed axis system.

**Keywords :** photovoltaic pannels , renewable energy , solar tracker.

**ملخص: انجاز نظام لمتابعة الشمس .**

الهدف من هذا التقرير هو انجاز نظام لمتابعة الشمس ذو محورين لمتابعة الشمس طوال النهار باستعمال ملتقطات ذات مقاومات ضوئية من اجل الحصول علي إنارة شمسية كبيرة و بذلك الحصول علي مردود كبير للألواح الشمسية و مقارنة هذا النظام مع نظام آخر ذات ألواح شمسية ثابتة .

**كلمات السر: ألواح كهر وضوئية، الطاقة المتجددة، نظام متابعة الشمس**



**SOMMAIRE**

|                             |     |
|-----------------------------|-----|
| Remerciements.....          | i   |
| Dédicaces.....              | ii  |
| Résumé.....                 | iii |
| Sommaire.....               | iv  |
| Table des figures.....      | v   |
| Notations et symboles.....  | vi  |
| Liste des tableaux .....    | vii |
| Introduction générale ..... | 1   |

---



---

**Chapitre I : Notions préliminaires sur le Rayonnement Solaire**


---



---

|   |    |
|---|----|
| I Introduction.....   | 3  |
| I.1 Notions de gisement solaire.....                                  | 3  |
| I.1.1 Définitions générales.....                                      | 3  |
| I.1.2 Coordonnées terrestres.....                                     | 4  |
| I.1.3 Mouvement de la terre autour du soleil.....                     | 5  |
| I.1.3.1 Coordonnées horaires.....                                     | 6  |
| I.1.3.2 Coordonnées horizontales .....                                | 6  |
| I.2 Rayonnement solaire.....  | 8  |
| I.2.1 Composantes du rayonnement solaire.....                         | 9  |
| I.2.2 Spectre solaire.....  | 10 |
| I.2.3 Constante solaire.....  | 10 |
| I.3 Atmosphère standard.....  | 10 |
| I.3.1 Masse d'air.....  | 10 |
| I.4 Différents types de rayonnement.....                              | 11 |
| I.5 Expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque..... | 13 |
| I.5.1 Rayonnement direct .....  | 13 |
| I.6 Quelques grandeurs photométriques.....                            | 16 |
| I.7 paramètres de temps.....  | 17 |
| I.8 Irradiation solaire au niveau du sol.....                         | 18 |
| I.8.1 Modèle de Garg et al .....                                      | 18 |
| I.8.2 Modèle de Hussain et al.....                                    | 19 |
| I.9 Caractéristique de la région de Chlef.....                        | 19 |

|   |    |
|---|----|
| I.9.1 Données géographiques.....                  | 19 |
| I.9.2 Données météorologiques.....                | 19 |
| I.9.2.1 Variation mensuelle de l'irradiation..... | 19 |
| I.9.2.2 Données de l'insolation.....              | 20 |
| I.10 Conclusion .....                             | 22 |

---

## Chapitre II : Technologie des panneaux solaires et énergie photovoltaïque

---

|   |    |
|---|----|
| II Introduction.....  | 23 |
| II.1 Conversion photovoltaïque.....   | 23 |
| II.1.1 Principe de la conversion Photoélectrique.....   | 23 |
| II.2 Différentes filières photovoltaïques.....  | 28 |
| II.2.1 Filière à base de Silicium Cristallin.....   | 28 |
| II.2.2 Cellules multi-jonctions à haut rendement.....   | 31 |
| II.2.3 Nouvelles technologies photovoltaïques.....  | 34 |
| II.2.4 Technologie couche-mince.....  | 36 |
| II.2.4.1 Introduction.....  | 36 |
| II.2.4.2 Silicium couche-mince.....   | 37 |
| II.2.4.3 Filières non silicium.....   | 40 |
| II.2.4.4 Multi jonctions en couche mince.....   | 42 |
| II.3 Modèle mathématique d'une cellule solaire.....   | 44 |
| II.3.1 Modèle à une diode.....  | 45 |
| II.3.2 Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule PV .....                     | 46 |
| II.3.2 Puissance optimale et facteur de forme.....  | 47 |
| II.3.4 Rendement .....  | 47 |
| II.4 Le générateur photovoltaïque .....   | 48 |
| II.4.1 Modélisation d'un générateur photovoltaïque .....  | 48 |
| II.4.2 Propriétés .....   | 48 |
| II.4.3 Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'un générateur<br>photovoltaïque .....    | 51 |
| II.4.4 Influence des paramètres internes de la cellule PV sur le<br>fonctionnement de GPV ..... | 52 |
| II.4.4.1. Influence de la résistance série .....  | 52 |
| II.4.4.2 Influence de la résistance shunt .....   | 53 |

|  |    |
|--|----|
| II.4.5 Influence des paramètres météorologiques sur le fonctionnement du GPV ..... | 53 |
| II.4.5.1 Influence de l'éclairement .....  | 53 |
| II.4.5.2 Influence de la température .....   | 54 |
| II.5 Modélisation d'un champ PV .....  | 55 |
| II.6 Association des cellules PV .....   | 56 |
| II.6.1 Association en série .....  | 56 |
| II.6.2 Association en parallèle.....   | 57 |
| II.6.3 Association mixte .....   | 57 |
| II.7 Protections classiques d'un GPV .....   | 58 |
| II.8 Conclusion.....   | 60 |

---

### **Chapitre III : Orientation des panneaux solaires.**

---

|   |    |
|---|----|
| III Introduction .....  | 61 |
| III.1 Orientation et inclinaison.....                         | 61 |
| III.2 Optimisation de la production minimale de l'année.....  | 63 |
| III.3 Optimisation de la production totale de l'année.....    | 63 |
| III.4 Suiveurs solaires.....                                  | 64 |
| III.4.1 Différents types de montures.....                     | 68 |
| III.4.1.1 Monture altazimutale.....                           | 68 |
| III.4.1.2 Monture équatoriale.....                            | 69 |
| III.5 Choix d'un suiveur solaire .....                        | 70 |
| III.6 Rendement d'un panneau solaire photovoltaïque .....     | 72 |
| III.7 Contrôle de la position du panneau en azimut .....      | 72 |
| III.8 Contrôle de la position du panneau en élévation.....    | 72 |
| III.9 Centrale photovoltaïque en terrasse ou plein champ..... | 72 |
| III.9.1 Groupement en sheds.....                              | 73 |
| III.9.2 Système suiveurs (trackers) .....                     | 76 |
| III.9.2.1 Système élémentaire .....                           | 77 |
| III.9.3 Occupation du terrain en sheds.....                   | 78 |
| III.9.4 Occupation du terrain avec trackers.....              | 80 |
| III.10 conclusion.....  | 82 |

---

**Chapitre IV : Réalisation du suiveur de soleil.**


---

|  |    |
|--|----|
| IV Introduction .....  | 83 |
| IV.2 Schéma de principe .....  | 83 |
| IV. 3 Réalisation du suiveur solaire .....                                 | 84 |
| IV. 3.1 Description de la structure mécanique .....                        | 84 |
| IV. 3.1.1. Orientation de l'axe horizontal (élévation).....                | 85 |
| IV. 3.1. 2 Orientation de l'axe vertical (l'azimut) .....                  | 86 |
| IV. 3.2 Choix d'emplacement des capteurs .....                             | 87 |
| IV. 3.3 Description de la Partie électronique .....                        | 87 |
| IV. 3.3.1 Bloc d'alimentation .....  | 87 |
| IV. 3.3.2 Choix du capteur de lumière type LDR.....                        | 87 |
| IV. 3.3.3. Composants de la carte de puissance .....                       | 89 |
| IV. 3.3.3.1. Optocoupleurs 4N35.....                                       | 89 |
| IV. 3.3.3.2-ULN2803A .....   | 89 |
| IV. 3.3 3.3-Relai électromagnétique .....                                  | 90 |
| IV. 3.3.4 Pic16f876 A 16f877 A .....                                       | 90 |
| IV. 3.4. Programmation du pic .....  | 92 |
| IV. 3.4.1 l'organigramme .....   | 92 |
| IV. 3.4. 2- Simulations circuits de commande et puissance .....            | 93 |
| IV. 3.4. 3-Simulation du circuit d'affichage .....                         | 94 |
| IV. 3.5. Réalisation des cartes de commande, puissance et d'affichage..... | 95 |
| IV.4. Résultats expérimentaux.....   | 96 |
| IV. 5.Conclusion .....   | 96 |
| Conclusion générale.....   | 97 |
| Bibliographie.....   | 98 |
| Annexes.....   | 99 |

## TABLE DES FIGURES

---

### Chapitre I : Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

---

|  |    |
|--|----|
| Figure (I-1) : Définition des paramètres terrestres .....                          | 4  |
| Figure (I-2) : coordonnées terrestre.....  | 5  |
| Figure (I-3) : Mouvement de la terre autour de soleil.....                         | 5  |
| Figure (I-4): Coordonnées angulaires de soleil.....                                | 7  |
| Figure (I-5): Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné.....       | 7  |
| Figure (I-6): Rayonnement solaire et le nombre d'air masse. ....                   | 11 |
| Figure(I-7) :Différents composants de rayonnement.....                             | 12 |
| Figure (I-8): Mesure de rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque.....  | 16 |
| Figure (I-9): Evolution de l'ensoleillement mensuel.....                           | 21 |
| Figure (I-10): Variation de l'insolation mensuelle moyenne la région de chlef..... | 21 |
| Figure (I-11):Insolation mensuelle moyenne la région de chlef.....                 | 22 |

---

### Chapitre II : Technologie des panneaux solaires et énergie photovoltaïque

---

|  |    |
|--|----|
| Figure (II-1) : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la Convention AM..... | 23 |
| Figure (II-2) : Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM.....                      | 24 |
| Figure (II-3) : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....   | 26 |
| Figure (II-4) : Caractéristiques I (V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents Eclairements.....           | 27 |
| Figure (II-5) : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin.....                                  | 28 |
| Figure (II-6) : Exemple de chaîne de production de cellules photovoltaïques en silicium..                            | 29 |
| Figure (II-7) : Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.....               | 30 |
| Figure (II-8). Principe de la cellule à hétérojonction.....  | 32 |
| Figure (II-9) : Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.....  | 33 |
| Figure (II-10). Schéma de principe d'une cellule organique.....  | 35 |

|   |    |
|---|----|
| Figure (II-11). Cellule solaire tout organique sur substrat souple.....   | 36 |
| Figure (II-12) : Procédé technologique de dépôt chimique nommé PECVD.....   | 37 |
| Figure (II-13) : Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin.....       | 38 |
| Figure (II-14). Schéma simplifié d'un module a-Si en couche mince.....  | 39 |
| Figure (II-15) : Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS. ....  | 41 |
| Figure (II-16) : Cellule Tandem a-Si/ $\mu$ c-Si & spectre solaire et spectres d'absorption.....  | 43 |
| Figure (II-17) : Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de différentes filières photovoltaïques.....    | 44 |
| Figure (II-18) : Schéma du modèle équivalent à une diode de la cellule PV réelle.....   | 45 |
| Figure (II-19-a) : Caractéristique courant tension d'une cellule PV.....  | 46 |
| Figure (II-19-b) : Caractéristique puissance tension d'une cellule PV.....  | 46 |
| Figure (II-20) : Caractéristiques I(V) d'une cellule et d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série..... | 49 |
| Figure (II-21): Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.....   | 50 |
| Figure (II.22): Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque.....   | 51 |
| Figure (II-23-a) : Influence de la résistance série sur la caractéristique $I=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.....                     | 52 |
| Figure (II-23-b) : Influence de la résistance série sur la caractéristique $P=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.....                     | 52 |
| Figure (II-24-a) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique $I=f(V)$ d'un générateur Photovoltaïque.....                     | 53 |
| Figure (II-24-b): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique $P=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque.....                      | 53 |
| Figure (II-25-a): Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante.....   | 54 |
| Figure (II-25-b): Caractéristique puissance tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante..... | 54 |
| Figure (II-26-a): Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs de température et un éclairement constant.....    | 54 |
| Figure (II-26-b): Caractéristique puissance-tension d'un module PV Pour différentes valeurs de température et un éclairement constant.....  | 54 |
| Figure (II-27) : Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.....   | 55 |

Figure (II-28): Caractéristique I (V) d'un champ de deux générateurs associés en série...56

Figure (II-29): Caractéristique I(V) d'un champ de cinq générateurs associés en parallèle.....57

Figure (II-30): groupement mixte des modules.....58

Figure (II-31) : Caractéristique I(V) d'une association mixte.....58

Figure (II-32) : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour.....59

Figure (II-33) : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque .....59

---

**Chapitre III : Orientation des panneaux solaires**

---

Figure (III-1) : définition de l'orientation et de l'inclinaison d'un panneau Ombrage.....61

Figure (III-2-a) Ombrage partiel qui peut réduire de 50% la Puissance d'un module.....62

Figure (III-2-b) : Ombrage total d'une rangée de cellules qui peut réduire la puissance du module à 0.....62

Figure (III.3) : Panneau photovoltaïque tournesol.....64

Figure (III-4) système permettant d'assurer une production électrique maximum.....65

Figure (III-5) : Simple axe longitudinal.....65

Figure (III-6) : Système de poursuite solaire mono axial .....66

Figure (III-7-a) : Simple axe transversal.....66

Figure (III-7-b) : Double axe.....66

Figure (III-8) : Système De Poursuite Solaire Bi axial.....67

Figure III-9) Monture altazimutale.....68

Figure (II-10) Monture équatoriale.....69

Figure (III-11) : suiveur de soleil en position de sécurité.....70

Figure (III-12) : diagramme de comparaison entre la production avec suiveur de soleil et avec système fixe.....71

Figure (III-13) : sheds : angle limite d'ombrage et surface occupée.....73

Figure (III-14) : capteurs de lumière pour l'orientation de tracker.....76

Figure (III-15) Centrale photovoltaïque en sheds-ombrages en hiver.....79

Figure (III-16).centrale photovoltaïque et ombrages des trackers en hiver. ....81

---

**Chapitre IV : Réalisation du suiveur de soleil**

---

Figure (IV-1) :Schéma synoptique du suiveur solaire .....83

Figure (IV-2) :Description de la structure du suiveur .....84

Figure (IV-3) : Vérin de contrôle d’élévation.....85

Figure (IV-4) :Moteur de contrôle d’azimut.....86

Figure (IV-5) :Positionnement du capteur.....87

Figure (IV-.6): Schéma d’une résistance LDR.....88

Figure (IV-7) :Résistance LDR en diviseur de tension.....88

Figure (IV- 8) : Schémas d’un optocoupleur.....89

Figure (IV-9) : Schéma de l’ULN 2803A.....90

Figure (IV-10) : Relais électromagnétique.....90

Figure (IV-11) :Organigramme de programmation.....92

Figure (IV-12) : Schéma électrique du circuits commande et puissance avec logiciel Isis.93

Figure (IV-13) :Schéma électrique du circuit d’affichage avec logiciel Isis.....94

Figure (IV-14) :Circuit électrique de commande et puissance.....95

Figure (IV-15) : Circuit électrique d’affichage.....95

Figure (IV.16) : Courbes puissances –temps pour un module fixe et un module orienté  
à deux axes .....96



## Notations et Symboles

$E$  : Eclairage.

$E_0$  : Eclairage dans les conditions standards ( $E_0 = 1000W/m^2$ ).

$E_g$  : Energie de gap du semi conducteur.

$h$  : La hauteur du soleil.

$H_j$  : Irradiation reçue au sol.

$H_{0j}$  : Irradiation extraterrestre journalière.

$i$  : L'angle d'incidence

$I_d$  : Courant de diode.

$I_{ph}$  : Courant diode.

$I$  : Courant délivré par la cellule photovoltaïque.

$I_0$  : Courant de la saturation de la diode dépendant de la température.

$I_{sc}$  : Courant de court circuit.

$I_{0ref}$  : Courant de la saturation de la diode dans les conditions standards.

$I_{RshG}$  : Courant délivré par la résistance shunt du générateur photovoltaïque.

$I_{Rsh}$  : Courant délivré par la résistance shunt de la cellule photovoltaïque.

$I_G$  : Courant du générateur photovoltaïque.

$N_p$  : Nombre de générateurs en parallèles.

$n_p$  : Nombre de cellules en parallèles.

$N_s$  : Nombre de générateurs en séries.

$n_s$  : Nombre de cellules en séries.

$R_{SG}$  : Résistance série du générateur photovoltaïque.

$R_{Sh}$  : Résistance shunt de la cellule photovoltaïque.

$R_s$  : Résistance série de la cellule photovoltaïque.

$T_a$  : Température ambiante.

$U_a$  : Humidité absolue.

$U_r$  : Humidité relative.

$V$ : Courant délivré par la cellule photovoltaïque.

$V_{oc}$ : Courant de circuit ouvert.

$V_m$ : Amplitude de la référence.

$V_{pm}$ : Amplitude de la porteuse.

$\Delta V_{oc}$ : Coefficient de température

$SS$ : Durée d'insolation réelle (h)

$SS_0$ : Durée d'insolation maximale

$\omega_0$ : Le temps du coucher du soleil.

$\omega$ : Angle horaire.

$\delta$ : Déclinaison du soleil.

$\omega$ : Angle horaire.

$\gamma$ : La hauteur angulaire

$\psi$ : Azimut.

$\alpha$ : L'orientation

$\beta$ : L'inclinaison.

$\theta$ : L'angle d'incidence.

## Liste des tableaux

---

### Chapitre I : Notions préliminaires sur le rayonnement solaire

---

|   |    |
|---|----|
| Tableau (I.1) : Coefficient d'albédo usuel.....   | 9  |
| Tableau (I.2) Coefficients d'albédo selon la surface du sol.....                        | 13 |
| Tableau (I.3) : Différentes valeurs de $a'$ et $b'$ .....                               | 18 |
| Tableau (I.4) : Caractéristique géographique de la station météorologique de Chlef..... | 19 |
| Tableau (I-5) : Evolution de l'ensoleillement mensuelle.....                            | 20 |

---

### Chapitre II : Technologie des panneaux solaires et énergie photovoltaïque

---

|  |    |
|--|----|
| Tableau (II-1) : Performance de la filière Silicium simple jonction..... | 40 |
|--|----|

---

### Chapitre III : Orientation des panneaux solaires

---

|   |    |
|---|----|
| Tableau (III-1) : production d'électricité mensuelle d'1 kWc avec et sans traqueur installé au sud avec une inclinaison de 35° (Namur) sur une année moyenne..... | 71 |
| Tableau (III-2) : taux de couverture de centrales à sheds.....  | 75 |
| Tableau (III-3) : exemple des résultats de la simulation du système fixe plein sud et incliné à 30° et un Tracker à deux axes.....                                | 77 |
| Tableau (III-4):Systèmes montés en sheds sur un hectar.....   | 80 |
| Tableau (III-5): Résultats de simulation de systèmes à 25,30 et 36 suiveurs occupant l'hectare de terrain.....  | 81 |

### Introduction générale

Le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables est sans aucun doute lié à la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO<sub>2</sub> et prévoir une pénurie majeure.

Dans un nouveau paysage environnemental, les énergies renouvelables ont plus que jamais leur rôle à jouer car les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon...) à épuisement inévitable sont un concentré d'énergie naturelle qui s'est formé très lentement lors de la gestation de la terre. Cette richesse ne doit-elle pas être considérée à sa vraie valeur, comparée au coût d'un combustible que nous serions capables de produire de manière régulière, au rythme ou nous le consommons ? Les biocarburants ayant prouvé leurs limites, la solution ne va pas de soi, et passe certaine, et par une réduction drastique de nos consommations d'énergie quelles qu'elles soient.

Mais si on considère la valeur réelle de l'énergie les sources renouvelables deviennent tout à fait compétitives, et de nouveaux stockages « propres » devraient être utilisés de manière exceptionnelle pour passer par exemple les périodes d'ensoleillement faible (lorsque le photovoltaïque) ne produit pas ou de vent faible (en secours de la source éolienne). Ainsi on pourrait partir du potentiel maximal des énergies renouvelables dans des réseaux multiples. On estime qu'actuellement plus de deux milliards de personnes ne sont pas reliées à un réseau électrique et ne le seront dans un avenir proche, surtout pour des raisons de rentabilité liées à l'éloignement à la faible densité de population, à la pauvreté et à la faible demande énergétique. Pour ces populations les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique couvrant les besoins de base en électricité.

Le soleil qui était considéré dans l'antiquité comme un dieu, est aujourd'hui réduit au statut de source d'énergie qu'il faut capter, transformer et stocker. Capturer cette énergie et la transformer et directement en électricité par effet photovoltaïque, provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité en utilisant des panneaux solaires fabriqués dans des usines entièrement automatisées, le développement de l'électronique de puissance qui a permis d'associer à ces panneaux des onduleurs et systèmes de stockage à améliorer la fiabilité des solutions.

Le rendement des panneaux solaires est d'autant plus intéressant lorsque ces derniers suivent le mouvement du soleil tout au long de la journée en utilisant des dispositifs performants appelés suiveurs de soleil connus aussi sous les noms de trackers.

Alors le but de ce travail c'est de réaliser ce système de suivi de soleil, on a vu que c'était très important de commencer par un premier chapitre lié au soleil ou on a donné un petit atlas du gisement solaire et quelques caractéristiques solaires de la région de Chlef où on va installer notre suiveur de soleil.

Ensuite un deuxième chapitre qui ne manque pas d'importance on a essayé de donner quelques technologies récentes des panneaux solaires et comment se fait la production de l'énergie photovoltaïque et à l'issue de ce chapitre des résultats d'une simulation qui montrent le comportement d'un générateur photovoltaïque en fonction de quelques paramètres.

Le troisième chapitre a été consacré à l'orientation des panneaux solaires et les paramètres à prendre en considération, le plus important c'est que nous avons introduit la notion du suivi du soleil avec les différents types de trackers et quelques résultats théoriques qui montrent l'avantage d'un système à deux axes par rapport à un système à axe fixe.

Le dernier chapitre a été élaboré dans le but de réaliser le suiveur solaire à deux axes et de donner les différents logiciels utilisés pour la programmation et la réalisation, ensuite nous espérons donner des résultats expérimentaux pour voir l'influence du suivi par rapport au système à panneaux solaires fixes.

## I Introduction

Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de plusieurs facteurs : l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre, la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude, la période de l'année, l'instant considéré dans la journée, et la nature des couches nuageuses.

Ainsi, il existe des zones dans le monde plus favorisées que d'autres du point de vue ensoleillement. Elles sont répertoriées sous forme d'Atlas et mettent en évidence des «gisements solaires».

Dans ce chapitre on fait une étude détaillée du rayonnement solaire [BOU08].

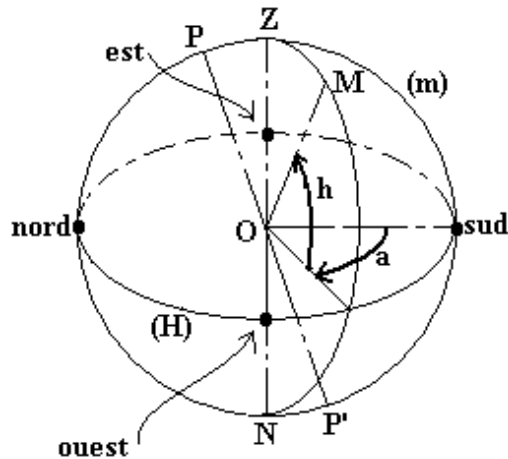
### I.1 Notions de gisement solaire

#### I.1.1 Définitions générales

Notre planète est considérée comme une sphère, tournant sur elle-même. On suppose que (M) est un point de la sphère céleste, la demi-droite qui engendre le point (M) et le centre (O) détermine une **direction (D)**

Sur la figure (I-1) on peut distinguer [CHE07] :

- Les deux directions **OZ–ON** au sens opposé représentent le **Zénith Z** et le **Nadir N**.
- Le grand cercle (**H**) est appelé horizon du lieu.
- Le demi-cercle **ZMN** est le **vertical** de **M**.
- Le petit cercle (a) d'axe **ZN** passant par M est le cercle de hauteur de la direction (**D**).
- L'axe de rotation de la terre définit deux directions opposées représentées sur la sphère céleste par les pôles céleste P et P'. Le grand cercle A d'axe P et P' est l'équateur céleste de M.
- Le demi-cercle P M P' est le **méridien** du lieu céleste de M.
- le grand cercle sur le quel se trouve le méridien de M est son **cercle horaire**.
- Le petit cercle (P) d'axe PP' passant par M est son **parallèle céleste**.
- Le grand cercle (**m**) méridien du lieu coupe le grand cercle (H) horizon du lieu, en deux point sud (S) et le point nord (N), les grands cercles (A) et (H) se coupent en deux points le point Est (E) et le point OUEST (W).



**Figure (I-1) :** Définition des paramètres terrestres [CHE07].

### I.1.2 Coordonnées terrestres

La Terre est pratiquement une sphère qui tourne autour d'un axe passant par le pôle Nord (Pn), et le pôle Sud (Ps).

Tout point sur la terre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs représentent les coordonnées géographiques de ce point. Ainsi que par son altitude. Voir figure (I-2).

#### c) Longitude ( $\lambda$ )

Représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude  $0^0$ . Les longitudes situées à l'Est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives.

- Longitude OUEST  $\lambda < 0^0$ .
- Longitude EST  $\lambda > 0^0$ .

Un écart de  $1^0$  de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps légitime.

Nous prenons celle de chlef  $\lambda = 1.20^0$  [CHE07].

#### b) Latitude ( $\varphi$ )

Est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif. Nous prenons celle de chlef :  $\varphi = 36.12^0$  N.

### c) Altitude

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer), on l'exprime généralement en mètre.

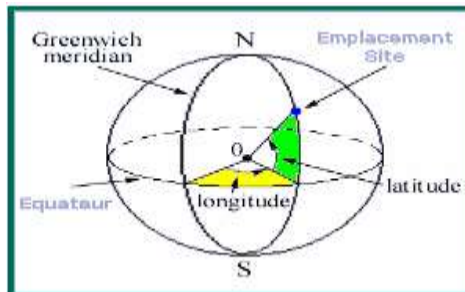


Figure (I-2) : coordonnées terrestre [CHE07].

### I.1.3 Mouvement de la terre autour du soleil

Dans l'espace l'axe de la terre est toujours orienté vers l'étoile polaire. Nous définissons l'équateur céleste comme étant le prolongement de l'équateur terrestre dans l'espace [BCH09].

La trajectoire de la terre autour du soleil s'appelle « l'elliptique ». La distance terre soleil ne varie que  $\pm 1,7\%$  par rapport à sa valeur moyenne qui est de 1,49675 108km. Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet. Voir figure (I-3).

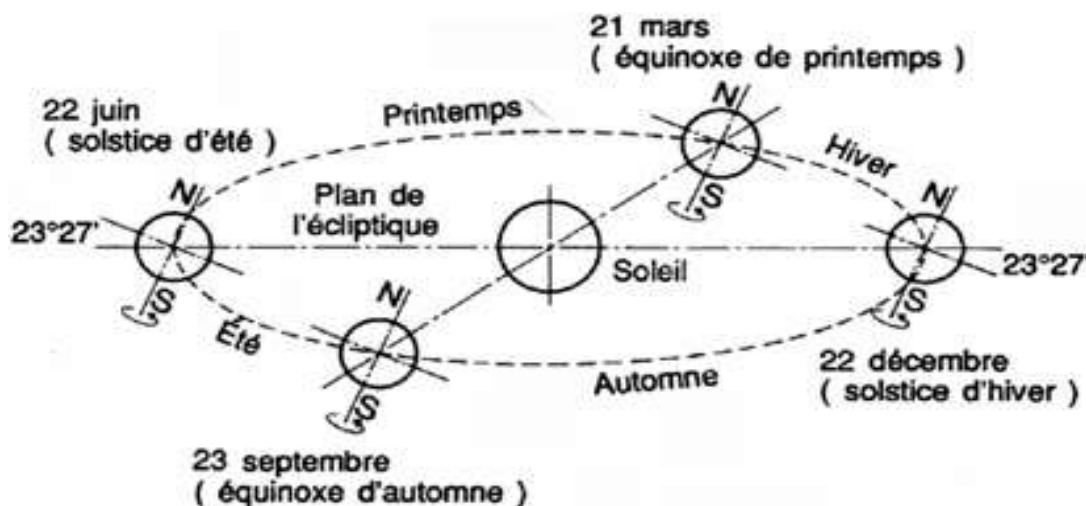


Figure (I-3) : le mouvement de la terre autour de soleil [BCH09].



### I.1.3.1 Coordonnées horaires

Les coordonnées horaires dont le repère sont données par l'axe des pôles et le plan de l'équateur, le méridien du lieu étant pris comme origine. Chaque point de l'espace est repéré par sa **déclinaison**  $\omega$  et son **angle horaire**  $\delta$ .

#### a. Déclinaison

L'angle que fait le plan de l'équateur terrestre avec la direction Terre-Soleil est appelé déclinaison  $\omega$ . Cet angle varie tout au long de l'année de façon symétrique entre  $-23^{\circ}26'$  et  $23^{\circ}26'$ .

La valeur de la déclinaison peut être obtenue avec une bonne précision par la formule suivante (relation de Cooper) [CHE00] :

$$\omega = 23.4 \sin\left(\frac{360}{365}(j - 81)\right) \quad (\text{I-2})$$

#### b. Angle horaire du soleil ( $\delta$ )

Repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture  $\delta$ . C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire ( $\delta$  variant de  $-180^{\circ}$  à  $+180^{\circ}$ ) correspond à 24h [CHE00] :

$$\delta = 15\left(\text{heures UTC} - 12 + \frac{\lambda}{15}\right) \quad (\text{I-3})$$

### I.1.3.2 Coordonnées horizontales

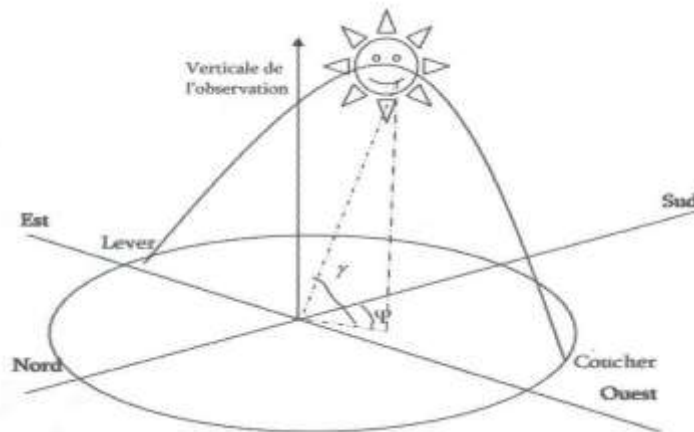
Les coordonnées horizontales dont le repère sont données par la verticale du lieu (zénith) et le plan de l'horizon. Le méridien du lieu est encore utilisé comme origine. Chaque point de l'espace est repéré par sa **hauteur**  $\gamma$  et son **azimut**  $\psi$  [CHE00].

#### a. Hauteur angulaire ( $\gamma$ )

Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre  $0^{\circ}$  (au lever et au coucher) et maximum  $\gamma_m$  au zénith (midi en temps solaire vrai) [Bel08].

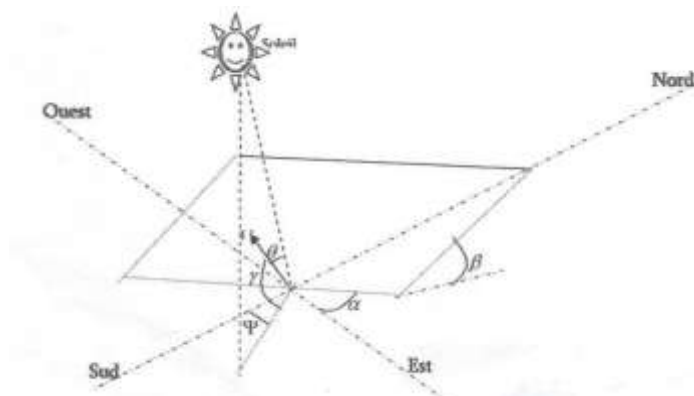
Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrier cette variable [Bel08]:

$$\sin(\gamma) = \sin(\varphi)\sin(\omega) + \cos(\varphi)\cos(\omega)\cos(\delta) \quad (\text{I-4})$$



**Figure (I-4):** Coordonnées angulaires de soleil [Bel08].

Les angles ( $\gamma$ , hauteur dans l'étude) et ( $\psi$ , azimut) que nous venons de définir dans le positionnement horaire et spatial de soleil, sont liés directement relative du soleil par rapport à l'emplacement géographique du capteur



**Figure (I-5):** Représentation de l'éclairement d'un capteur plan incliné [Bel08].

Les autres angles sont directement liés au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère, ils correspondent à [Bel08] :

### ❖ Orientation ( $\alpha$ ) :

Du capteur par rapport au sud, ( $0^\circ$  au sud,  $180^\circ$  au nord,  $+90^\circ$  à l'ouest et  $-90^\circ$  à l'est. .dans notre cas, cette variation est mise à zéro.

### ❖ Inclinaison ( $\beta$ ) :

Du capteur par rapport au sol ( $0^\circ < \beta < 90^\circ$ ). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de  $45^\circ$  pour le second [GAP83].

### ❖ Angle d'incidence ( $\theta$ ) :

Des rayons solaires par rapport à la normal au capteur-[GAP83].  
Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles

$$\cos(\theta) = \cos(\gamma) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) \quad (\text{I-5})$$

## b. Azimut $\psi$

Qui est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est compté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir). Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). Dans notre cas, nous écrivons  $\psi$  lorsque  $\sin \psi$  passe en négatif si le panneau est horizontal (la soleil se couche), ou lorsque  $\psi > 45^\circ$  dans le cas où le panneau est incliné à  $45^\circ$  (le soleil passe derrière le panneau).

## I.2 Rayonnement solaire

L'énergie du soleil est produite par réactions de fusion thermonucléaire, les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons) avec dégagement d'énergie. Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétiques. Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à  $5800^\circ\text{K}$ , dont le maximum est situé dans le domaine visible.

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre [GAP83].

Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur, cette énergie est émise dans l'espace par la surface du soleil, notamment sous forme d'ondes électromagnétique (lumière).

### I.2.1 Composantes du rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, ils forment donc des ombres et peuvent être concentrés par des miroirs [DUF80].
- Le rayonnement diffus par la voûte céleste est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques [LAB05].
- Le rayonnement réfléchi il dépend de l'environnement du site. Le rapport entre le rayonnement réfléchi et le rayonnement incident est dit l'albédo. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

| Type de surface | albédo    | Type de surface  | albédo    |
|-----------------|-----------|------------------|-----------|
| Milieu          | 0.14-0.20 | Asphalte mouillé | 0.09-0.15 |
| Herbe           | 0.15-0.25 | Béton            | 0.18      |
| Herbe fraîche   | 0.26      | Tuiles rouges    | 0.33      |
| Neige fraîche   | 0.82      | Aluminium        | 0.85      |
| Neige mouillée  | 0.55-0.75 | cuiivre          | 0.74      |

**Tableau (I.1) :** coefficient d'albédo usuels.

### I.2.2 Spectre solaire

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800 K [COT96].

### I.2.3 Constante solaire

La constante solaire est la valeur moyenne de la puissance solaire reçue par une surface plane d'un mètre perpendiculaire au rayonnement solaire et située à la limite de l'atmosphère terrestre. Cette valeur a été évaluée avec précision par la NASA [LAB05] et vaut  $1367\text{W/m}^2$  [COT96].

Cette constante varie légèrement au cours du temps :

$$I = I_0 [1 + 0.033 \cos(0.984j)] \quad (\text{I-6})$$

Ou :

$I_0$  : est la constante solaire qui vaut  $1367\text{W/m}^2$ .

$j$  : est le numéro du jour de l'année ;

Avec

$j=1$  pour le 1<sup>er</sup> et  $j=365$  pour le 31 décembre.

## I.3 Atmosphère standard

En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales (  $P=1013$  mbar et  $T = 0^\circ\text{C}$  ), on définit une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de 7.8 Km prise pour référence unité et formée des couches planes et stratifiées par les divers gaz comme l'azote , l'argon ,l'eau[ZOU09] .

### I.3.1 Masse d'air

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus son rayonnement est modifié.

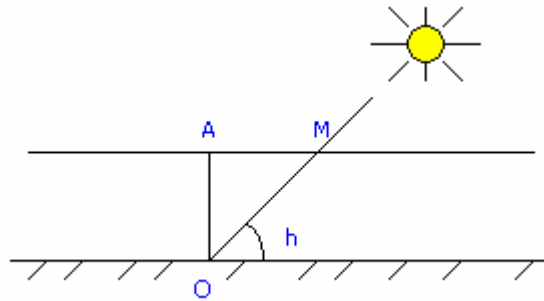
On appelle « masse d'air »,  $m$ , la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement directe pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversé vertical au niveau de la mer voir figure (I-3).

Cela dépend de la hauteur angulaire du soleil ( $h$ ) .à l'aide des points O, A et M, on écrit la longueur du trajet du soleil travers l'atmosphère :  $\mathbf{OM} = \mathbf{OA} / \sin h$ .

On appelle  $m$  le rapport  $OM/OA$ , soit  $1/\sin h$ .

A une pression  $P$  différente de 1013 mbar et à altitude  $z$  (km), on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air masse le nombre:

$$m = \frac{P}{1013 \times \sin h} \exp\left(-\frac{z}{7.8}\right) \quad (\text{I-7})$$



**Figure (I-6):** le rayonnement solaire et le nombre d'air masse [ZOU09].

#### I.4 Différents types de rayonnement

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme, 15.1017 kWh/a. le besoin global de la terre (besoins électriques, énergie thermique, transport) est de 30.10 13 kWh/a. le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre. La fraction de rayonnement absorbée varie avec la longueur d'onde [ZOU09].

##### a. Rayonnement global

Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur de l'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. Il se décompose en rayonnement direct et rayonnement diffus, et ce sont ces deux rayonnements qui sont exploités par les générateurs solaires

$$G = I \cos \theta + D \quad (\text{I-8})$$

C'est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure ci-dessous.

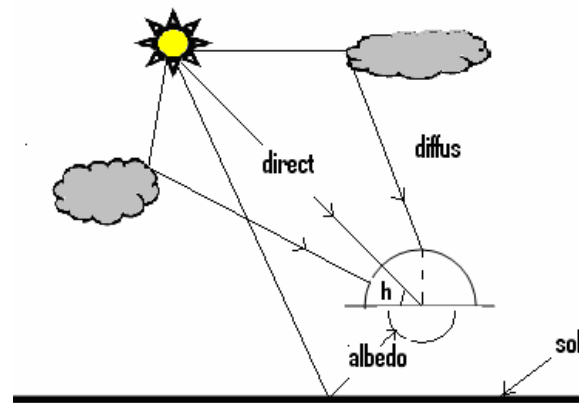


Figure (I-7) : différents composants de rayonnement [ZOU09].

### b. Rayonnement direct

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire incident sur un plan donné et provenant d'un angle solide centré sur le disque solaire.

Soit  $(\theta)$  l'angle d'incidence du flux sur l'élément plan ( $ds$ ). Le cylindre d'axe parallèle aux flux, la section ( $ds \cos \theta$ ). La puissance incidente est donc :  $(I ds \cos(\theta))$ , est le flux par unité de surface ( $I \cos(\theta)$ )[ZOU09].

### C. Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. Les deux rayonnements direct et diffus sont illustrés sur la figure (I-7).

La conversion photovoltaïque utilisant les modules utilise aussi bien le rayonnement direct que le rayonnement diffus [ZOU09].

### d. Albédo

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{L'albédo } ALB = \frac{\text{énergie réfléchie}}{\text{énergie recue}}$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol:

| Surfaces du sol    | Albédo      | Surfaces du sol    | Albédo     |
|--------------------|-------------|--------------------|------------|
| Surface d'eau      | 0.03 à 0.1  | Champs et prairies | 0.1 à 0.3  |
| Forêt              | 0.05 à 0.2  | Sol nu             | 0.15 à 0.4 |
| Sol cultivé        | 0.07 à 0.14 | Neige ancienne     | 0.5 à 0.7  |
| Pierres et rochers | 0.15 à 0.25 | Neige fraîche      | 0.8 à 0.95 |

**Tableau (I.2) :** Les coefficients d'albédo selon la surface du sol[ZOU09].

## I.5 Expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque

### I.5.1 Rayonnement direct

Le rayonnement direct reçu dans le plan du capteur est [BOU08]:

$$I_{(\alpha,\gamma)} = I \cdot \cos i \quad (\text{I-9})$$

Avec :

$I$  : Rayonnement direct normal.

$i$  : angle d'incidence : c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan, Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident  $\vec{u}$  et la normale  $\vec{n}$  en coordonnées horizontales[BOU08].

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} \cos h \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de  $\vec{u}$  et  $\vec{n}$  détermine l'angle d'incidence  $i$  :



$$\cos i = \vec{n} \cdot \vec{u} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cdot \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix} \quad (\text{I-10})$$

$$\cos i = \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \sin a \cdot \cos h + \cos \alpha \cdot \cos \gamma \cdot \cos a \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \quad (\text{I-11})$$

$$\cos i = \cos(\alpha - a) \cos \gamma \cdot \cos h + \sin \gamma \cdot \sin h \quad (\text{I-12})$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires.

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(\gamma) \cos(H) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \\ \sin(a) = \frac{\cos(\gamma) \sin(H)}{\cos(h)} \end{cases} \quad (\text{I-13})$$

L'expression du rayonnement direct dépend de l'azimut du capteur  $a$ , la hauteur du capteur ( $\gamma$ ), l'angle d'incidence  $i$ , la hauteur du soleil  $h$ , et l'angle d'inclinaison  $\beta$ .

- **Soleil à midi** (azimut nul  $a=0$ ).

a) pour un plan horizontal orienté sud ( $\beta = 0 \Rightarrow \gamma = 90^\circ$ , et  $\alpha = 0$ ) suivant la figure

(La figure I-8-a)

$$I_\alpha = I_0 = I \cdot \sin h \quad (\text{I-14})$$

b) pour un plan incliné sur l'horizontal et orienté sud (la figure I-8-b),  $i = 90^\circ - (h + \alpha)$ .

$$I_\alpha = I \cos i = I \sin(h + i) \quad (\text{I-15})$$

- **Azimut quelconque :  $a \neq 0$**

c) pour un plan vertical orienté sud ( $\beta = 90^\circ \Rightarrow \gamma = 0^\circ$  et  $\alpha = 0$ ), (la figure I-8-c)

d) pour un plan incliné d'un angle  $\alpha$  sur l'horizontal et orienté sud (la figure I-8-d)

$I_\alpha$  est la résultante de deux composantes projetées sur la normale au plan du capteur.

L'une perpendiculaire à l'horizon :  $I \sin h$  l'autre dans le plan de l'horizon, pointant vers le sud [BOU08] :

$$I \cos h \cos a \tag{I-16}$$

La somme des projections donne :

$$I_\alpha = I(\sin h \cos \alpha + \cos h \cos a \sin \alpha). \tag{I-17}$$

e) pour un plan vertical d'orientation quelconque  $\gamma$  dont la normale fait un angle  $\gamma$  avec le plan méridien ( la figure I-8-e ) ;  $\alpha = 90^\circ$  .

$$I_\alpha = I \cos h \cos(\gamma - a). \tag{I-18}$$

f) pour un plan incliné d'inclinaison quelconque  $\alpha$  et d'orientation quelconque  $\gamma$  (La figure I-8-f).

$$I_\alpha = I(\sin h \cos \alpha + \cos h \cos(\gamma - a) \sin \alpha) \tag{I-19}$$

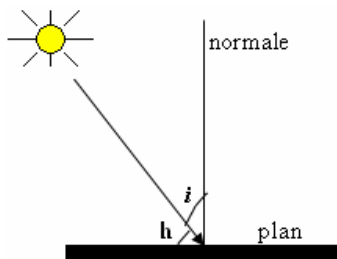


Figure (I-8-a)

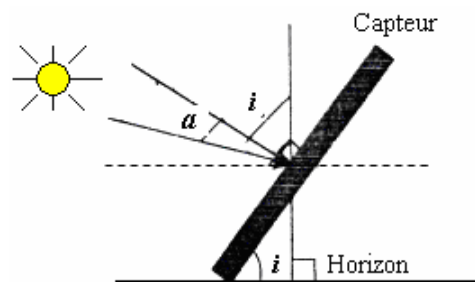


Figure (I-8-b)

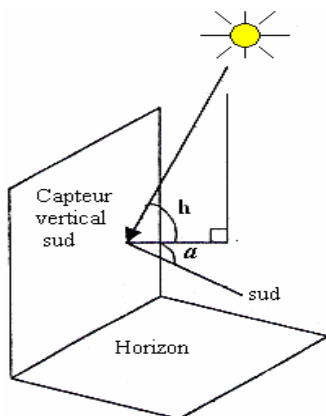


Figure (I-8-c)

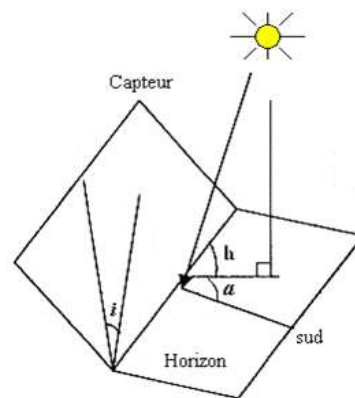


Figure (I-8-d)

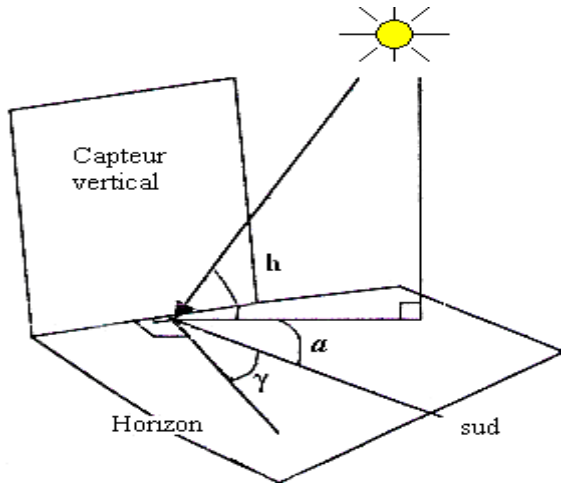


Figure (I- 8-e)

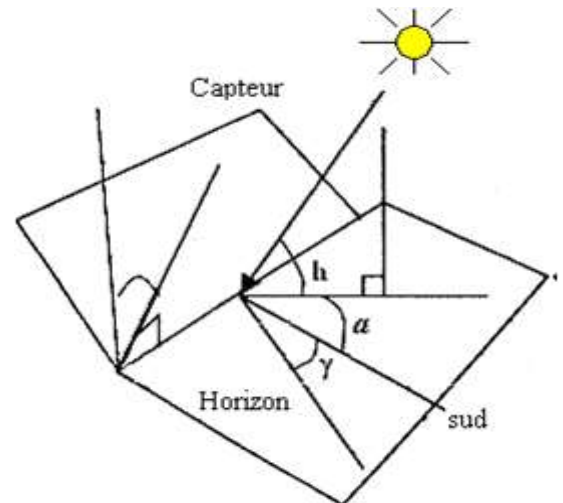


Figure (I-8-f)

**Figure (I-8):** Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque [BOU08].

## I.6 Quelques grandeurs photométriques

### a. Flux

Le flux lumineux est la valeur instantanée d'un débit de rayonnement. On peut mesurer le flux émis par une source, transporté par un faisceau ou encore reçu par un détecteur. Il peut être mesuré par la puissance qu'il transporte ou par le nombre de photons qu'il transporte par unité de temps, pour une surface  $S$  déterminée.

Le flux lumineux s'exprime en Watts (W) [ZOU09].

### b. Intensité lumineuse

L'intensité  $I$  d'une source de rayonnement est le rapport entre le flux  $d\phi$  qu'elle émet dans un petit angle solide donné et la valeur de celui-ci.  $I$  est en w/sr [ZOU09].

### c. Eclairement

L'éclairement  $E$  est la valeur locale du rapport entre le flux reçu par une surface élémentaire d'un récepteur et l'aire de cette surface, soit [ZOU09] :

$$E = \frac{d\phi}{ds}. \quad (\text{I-20})$$

$E$  est en  $\text{W/m}^2$ .

### d. Exposition

L'exposition  $H$  d'une surface réceptrice en un point donné est l'intégrale de l'éclairement en ce point pendant un intervalle de temps donné [ZOU09] :

$$H = \int E dt \quad (\text{I-21})$$

$H$  est donc en  $\text{J.m}^2$ .

### e. Luminance

Considérons une source de faible surface  $ds$  entourant un point  $O$ . Soit  $dI$  l'intensité de l'élément dans une direction  $D$ , et  $A$  l'angle formé par  $d$  et la normale à l'élément. Alors par définition [ZOU09] :

$$L = \frac{dI}{(ds \cos A)} \quad (\text{I-22})$$

## I.7 paramètres de temps

### ➤ durée d'insolation maximale

C'est la durée astronomique du jour. Elle s'obtient à partir des valeurs du lever (du coucher) du soleil en utilisant la relation suivante [BER04] :

$$SS_0 = \frac{2}{15_0} \delta_0 \quad (\text{I-23})$$

Où  $\omega_0$  est le temps du coucher du Soleil.  $\delta_0$  est déterminée à partir de la relation suivante [BER04] :

$$\cos \delta_0 = -\text{tg} \varphi \text{ tg} \delta \quad (\text{I-24})$$

### ➤ durée d'insolation réelle

C'est la durée réelle du jour. On peut définir le facteur d'éclairement par le rapport entre la durée d'insolation réelle  $SS$  et la durée d'insolation maximale  $SS_0$  :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (\text{I-25})$$

## I.8 Irradiation solaire au niveau du sol

Plusieurs formules empiriques ont été utilisées pour l'estimation de l'irradiation solaire à partir de la durée d'insolation pour des régions différentes [MEF03].

### a) Modèle solaire au niveau du sol

**Angstrom** a donné le premier modèle pour estimer l'irradiation solaire à partir des données de la durée d'insolation. Ce modèle exprime le rapport entre l'irradiation terrestre  $H$ , et l'irradiation extraterrestre  $H_0$  en fonction du rapport entre les durées d'insolation moyenne  $SS$  et maximale  $SS_0$ .

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = a' \frac{SS}{SS_0} + b' \quad (\text{I-26})$$

Les coefficients  $a'$  et  $b'$  varient d'une région à une autre en fonction du climat.

**Mefi et al** ont proposé différentes valeurs de  $a'$  et  $b'$  pour les différentes régions de l'Algérie [MEF03].

| Latitude                              | $a'$ | $b'$ |
|---------------------------------------|------|------|
| $33^\circ \leq \varphi \leq 37^\circ$ | 0.50 | 0.23 |
| $22^\circ \leq \varphi \leq 33^\circ$ | 0.45 | 0.38 |

**Tableau (I.3) :** différentes valeurs de  $a'$  et  $b'$

### I.8.1 Modèle de Garg et al

Garg et al, ont développé une relation multilinéaire reliant l'humidité absolue  $U_a$  à l'humidité relative  $U_r$ , à la température ambiante  $T_a$ . A partir de cette corrélation et du facteur d'éclairement, ils ont développé la relation suivante [MEF03]:

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = 0.14 - 0.4 \frac{SS}{SS_0} - 0.0005 U_a \quad (\text{I-27})$$

Avec :

$$U_a = U_r (4.7923 + 0.3647 T_a + 0.005 T_a^2 + 0.0003 T_a^3)$$

### I.8.2 Modèle de Hussain et al

Le modèle de Hussain et al est basé sur le modèle de Garg et al. Ainsi, cette expression permet d'estimer l'irradiation globale en fonction des moyennes mensuelles par jour de l'humidité absolue et de la durée d'insolation. Cette expression est donnée comme suit [MEF03] :

$$\frac{H_j}{H_{0j}} = 0.394 + 0.3364 \frac{SS}{SS_0} - 0.0035 U_a \quad (\text{I-28})$$

## I.9 Caractéristique de la région de Chlef

Les données météorologiques et géographiques effectuées pour le site de Chlef. Pour cette étude, nous nous sommes procurés, auprès de L'ONM, les données de ces dix dernières années (1999-2008). Ces relevés sont effectués à Chlef (aéroport, à quelques km au Nord-est du centre-ville de Chlef).

### I.9.1 Données géographiques

Le tableau ci-après, représente les différentes caractéristiques géographiques de la station de mesure de Chlef.

| Latitude            | Longitude          | Altitude | Rugosité | Albédo |
|---------------------|--------------------|----------|----------|--------|
| 36 <sup>0</sup> 12N | 1 <sup>0</sup> 20E | 143m     | 0.05     | 20%    |

**Tableau (I.4) :** caractéristique géographique de la station météorologique de Chlef.

### I.9.2 Données météorologiques

#### I.9.2.1 Variation mensuelle de l'irradiation

Pour l'ensoleillement, nous avons acquis, auprès de L'ONM, les données mensuelles de la durée l'insolation de ces dix dernières années.

Le facteur de clarté est déterminé par un programme sous Matlab en utilisant l'équation (I-26). Le facteur d'éclairement est calculé en utilisant l'équation (I-25). La durée d'insolation

réelle est prise à partir des données. La durée d'insolation maximale est déterminée en utilisant l'équation (I-23) et l'équation (I-24) pour le calcul de  $\delta_0$ .

| Mois      | Facteur d'éclairement | Irradiation (kWh/m <sup>2</sup> /j) |
|-----------|-----------------------|-------------------------------------|
| Janvier   | 0.481                 | 2.538                               |
| Février   | 0.507                 | 3.568                               |
| Mars      | 0.521                 | 4.835                               |
| Avril     | 0.521                 | 5.950                               |
| Mai       | 0.520                 | 6.632                               |
| Juin      | 0.568                 | 8.054                               |
| Juillet   | 0.580                 | 8.170                               |
| Août      | 0.570                 | 6.973                               |
| Septembre | 0.555                 | 6.013                               |
| Octobre   | 0.530                 | 4.142                               |
| Novembre  | 0.497                 | 2.830                               |
| Décembre  | 0.468                 | 2.192                               |

**Tableau (I-5) :** évolution de l'ensoleillement mensuelle.

### I.9.2.2 Données de l'insolation

Pour l'insolation de la région de Chlef, nous nous sommes procurés, auprès de l'ONM, les valeurs mensuelle moyennes de l'insolation pour 11 ans de mesure (de 1999 à 2010)..Les graphes ci-dessous représentent cette variation pour les 11 ans (de 1999 à 2010)

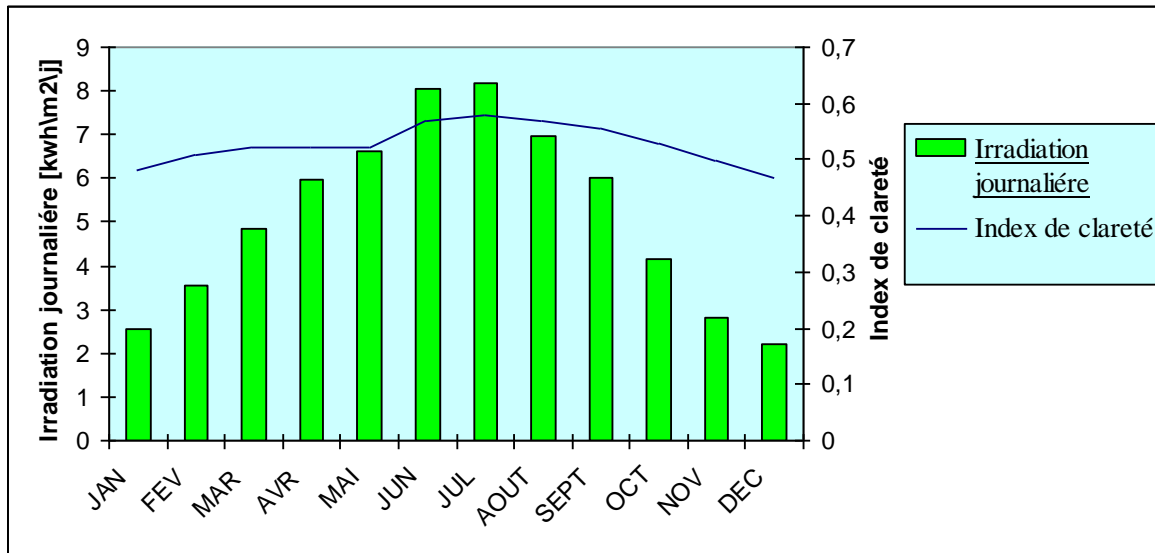


Figure (I-9): Evolution de l'ensoleillement mensuel

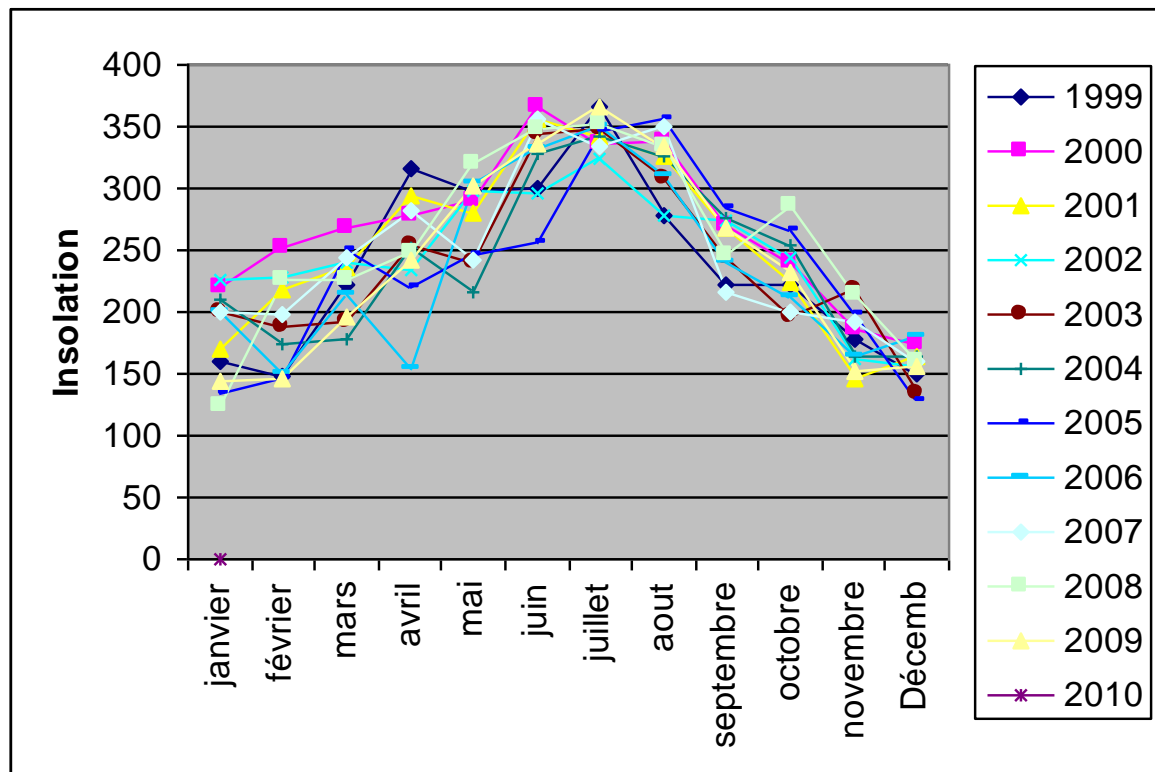
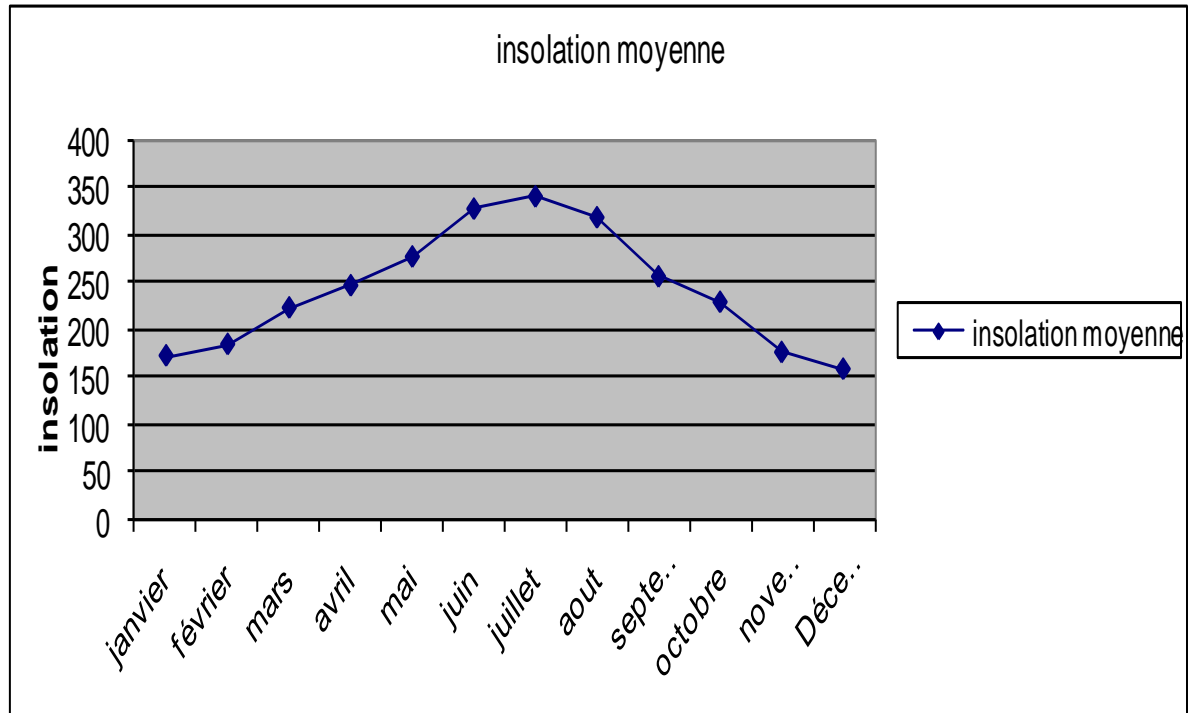


Figure (I-10): variation de l'insolation mensuelle moyenne de la région de chlef





**Figure (I-11):** l'insolation mensuelle moyenne de la région de chlef

## I.10 Conclusion

On a présenté dans ce chapitre un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement solaire, vont nous permettre en suite de faire une étude sur l'application du soleil pour la production de l'énergie électrique photovoltaïque.

## II Introduction

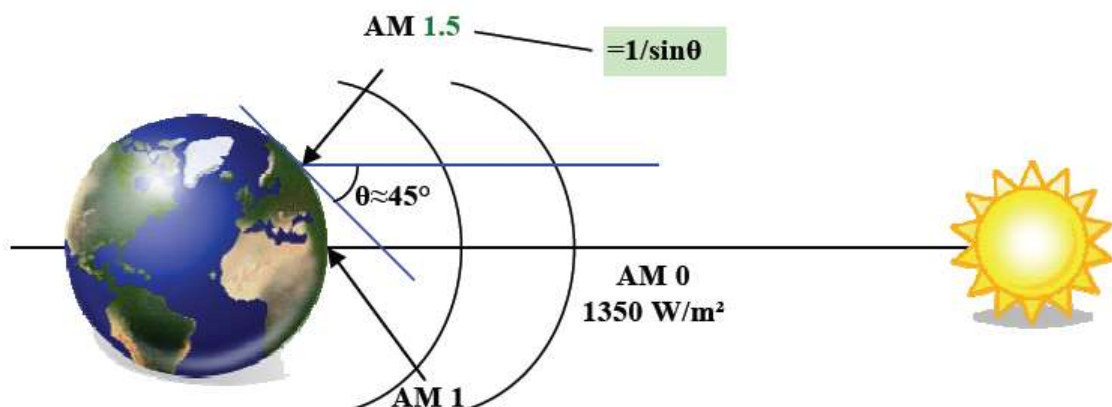
Dans le contexte global d'améliorations des performances d'un système photovoltaïque (PV), il nous a semblé intéressant de donner un bilan, par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïques afin de mieux appréhender les potentialités de chacune. Ainsi, en comprenant mieux les fondamentaux.

Nous rappelons brièvement le principe de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique reposant sur l'effet photoélectrique, c'est à dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charge (électrons et trous) dans un matériau. Le domaine « Génie électrique » étant notre spécialité, nous nous sommes attachés à utiliser des modèles électriques simplifiés pour décrire le comportement des différentes cellules rencontrées tout au long de ce chapitre [PET09].

### II.1 Conversion photovoltaïque.

#### II.1.1 Principe de la conversion Photoélectrique.

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2  $\mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain (2.5  $\mu\text{m}$ ). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en terme d'énergie émise. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m<sup>2</sup> (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure II-1) [EME96].



**Figure (II-1) :** Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la Convention AM [EME96].

Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les

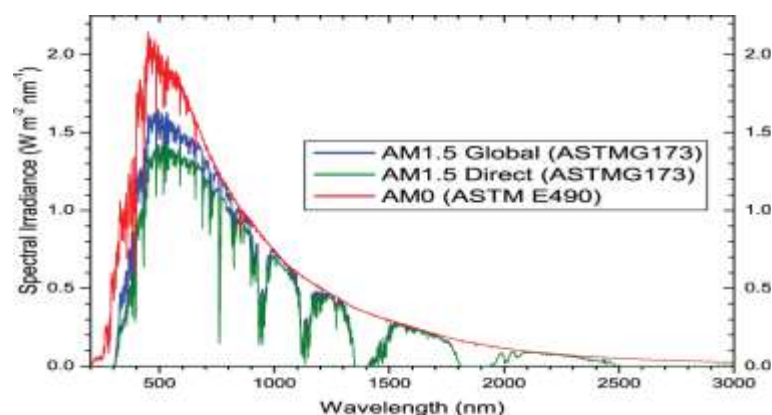
gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m<sup>2</sup> du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration  $\theta$  est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m<sup>2</sup> (AM1.5).

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m<sup>2</sup>, la Figure (II-2) correspondant à nos latitudes [EME96].

Le scientifique français, **Edmond Becquerel**, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet Photoélectrique [3]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, **Albert Einstein** a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = h.c / \lambda \quad (\text{II-1})$$

Où  $h$  est la constante de **Planck**,  $c$  la vitesse de la lumière et  $\lambda$  sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à **Albert Einstein** le prix Nobel en 1905.

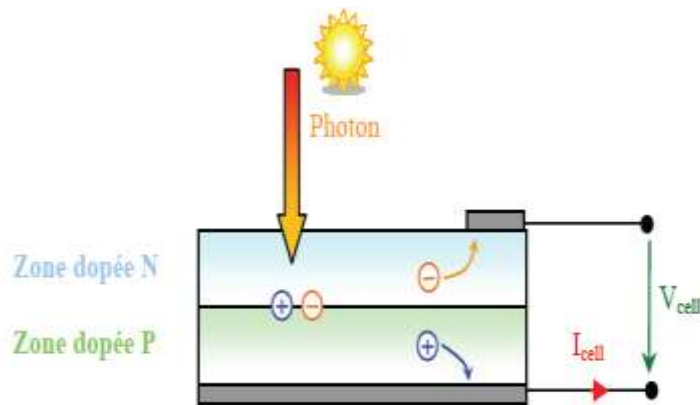


**Figure (II-2) :** Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique.

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [EME96].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N3 à un autre semi-conducteur dopé P4, Figure (II-3). L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm [EME96].



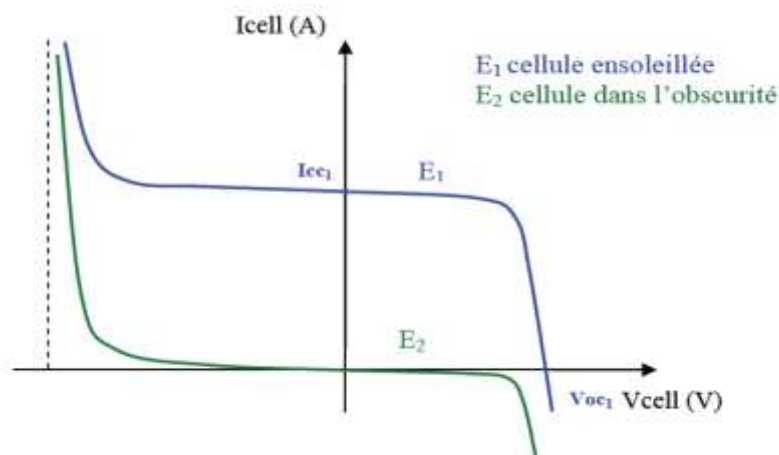
**Figure (II-3)** : Schéma de principe de la conversion photoélectrique [PET09].

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau,). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront assez d'énergie pour créer du courant mais aux bornes de la cellule, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [PET09]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1.4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1.12eV. Ainsi, le maximum théorique pour une simple jonction Si est d'environ 29%.

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairage est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes

sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ ). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court circuit ( $I_{cc}$ ).

Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure (II-4) représente les caractéristiques typiques mesurables  $I_{cell}=f(V_{cell})$  d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [6].



**Figure (II-4) :** Caractéristiques  $I(V)$  d'une cellule photovoltaïque soumise à différents Eclairéments [ZAO00].

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques, ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Ces mesures sont aujourd'hui normalisées. Les cellules solaires sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de  $0^\circ$  avec un angle de  $48^\circ$ ) sous une température fixe de  $25^\circ\text{C}$ . Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  sous  $25^\circ\text{C}$ . De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit  $1000\text{W}/\text{m}^2$ . Les recherches sur les matériaux qui constituent les cellules sont en plein essor de même que celles sur l'optimisation de fabrication de cellules et de panneaux PV. Pour mieux situer nos

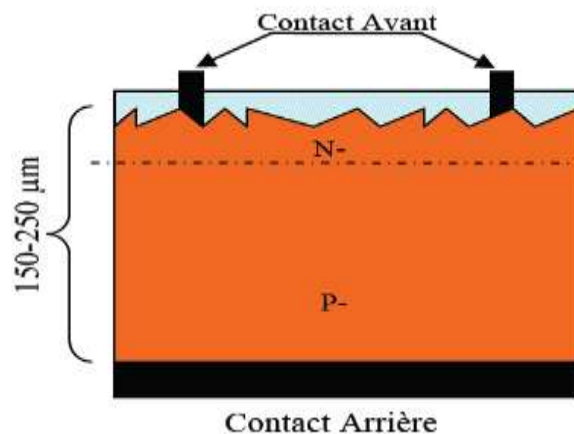
travaux sur les systèmes de conversion juste à la sortie des cellules et des panneaux, il nous a semblé important de faire une synthèse des avancées actuelles accomplies sur la production de l'énergie PV. Les sections suivantes de ce chapitre exposent ainsi les avancés et les innovations majeures apportées aux matériaux photovoltaïques dans la course au rendement énergétique.

Auparavant, nous rappelons brièvement les modélisations électriques que nous utilisons et les principales définitions en vigueur [ZAO00].

## II.2 Différentes filières photovoltaïques

### II.2.1. Filière à base de Silicium Cristallin

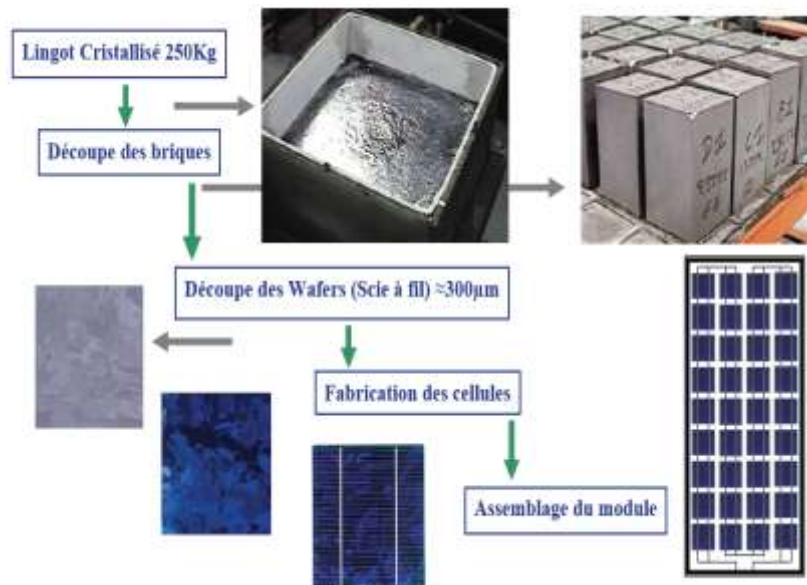
Les modules photovoltaïques basés sur silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% des ventes. Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium poly-cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin est plus cher que le silicium multi-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [EME96].



**Figure (II-5) :** Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin [EME96].

Les modules en silicium cristallin sont fabriqués industriellement. Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible les rendements théoriques calculés tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation. La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur pour les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium. Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la

méthode de Czochralski, consistant à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [CHE06]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium poly-cristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle drastique de la température de solidification.



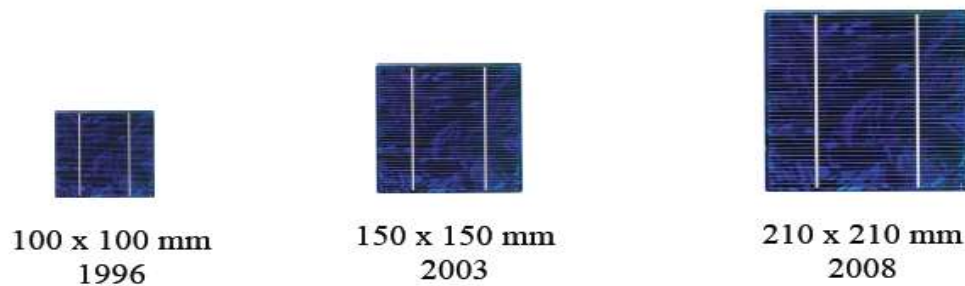
**Figure (II-6) :** Exemple de chaîne de production de cellules photovoltaïques en silicium [CHE06].

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de 30kg à 100kg pour le mono-cristallin et de 150 kg à 250 kg pour le multi-cristallin. Des améliorations ont également été faites à l'automatisation des processus et à la gestion de la consommation d'énergie [The02]. Un problème reste cependant constant concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers en anglais) qui entraîne une perte importante de matière. En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ 300 µm d'épaisseur grâce à un fil de diamant abrasif de 150 µm de diamètre [[Kra06]. Actuellement, les wafers ont une taille de 125 x 125 mm pour une épaisseur de 330 µm. Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de 210 x 210 mm<sup>2</sup> et plus large encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100 µm, (Figure II-7) [Mul05]. L'augmentation de la taille de ces cellules implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du



courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10A sous une tension de 0.6V. Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [HAH06]. Un ruban servant de substrat passe à travers un bain de silicium en fusion, une fine couche de silicium se dépose alors sur le substrat. Cette technique permet de réaliser des wafers plus minces (150 $\mu$ m) et évite les pertes liées au sciage. Malgré la lenteur de déposition (quelques cm/min), la technologie ruban est un candidat prometteur à la réduction du prix du watt crête photovoltaïque.

Les wafers sont ensuite traités pour être dopés par diffusion dans le matériau même afin de constituer des jonctions PN. L'ajout d'une couche antireflet et la réalisation des contacts électriques en face arrière et en face avant (rainurage pour faciliter la collecte des porteurs) termine le processus de fabrication des cellules. Les cellules photovoltaïques ainsi finies sont assemblées entre elles (en série et/ou en parallèle) et encapsulées pour devenir un module solaire photovoltaïque pouvant fonctionner pendant plus de 20 ans. En fonction de l'agencement des cellules dans le module, on obtient la puissance désirée pour une tension de sortie optimale correspondant au point de puissance maximum de l'ensemble (12, 24, 48 v...).



**Figure (II-7) :** Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années [HAH06].

Les analyses les plus récentes estiment qu'une installation solaire photovoltaïque rembourse en quelques années l'énergie nécessaire à sa fabrication et à son installation. Selon une étude de l'agence internationale de l'énergie, le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque est de 1,6 à 4,7 ans en France suivant l'irradiation solaire ainsi que le site et l'orientation. Pour le moment, aucune loi n'oblige les fabricants à récupérer ou à traiter les panneaux solaires en fin de vie. Cependant, avec la croissance fulgurante du marché, certains fabricants ainsi que des organismes de recherche se sont associés pour donner naissance à une association « PV Cycle » ayant pour objectif de recycler des déchets liés aux photovoltaïques.

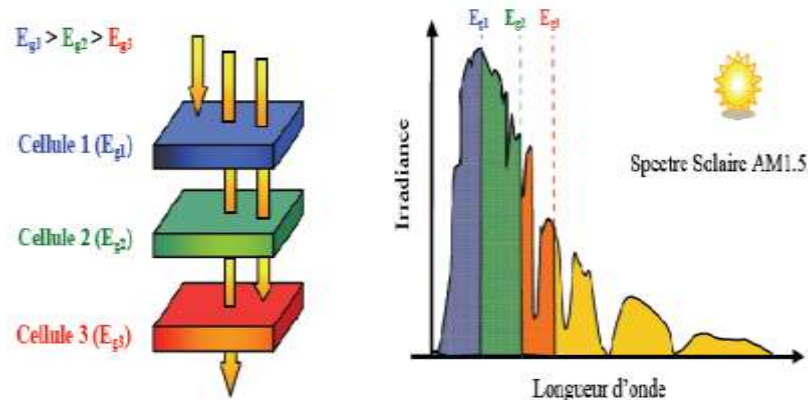
Ainsi, le processus de démantèlement des modules préconisé fait d'abord intervenir un traitement thermique, qui permet de séparer le verre des cellules. Une fois ces éléments détachés, les cellules sont décapées chimiquement pour ôter les contacts, la couche antireflet et la couche dopante. Une fois ces opérations terminées, l'aluminium, le verre et les métaux pourront facilement être recyclés alors que les wafers intacts pourront être réutilisés à l'intérieur d'un module comme nouveaux wafers. En effet, même après 20 à 30 ans de service, la qualité d'un wafer en silicium reste identique. Par contre, les wafers cassés peuvent être refondus pour produire à nouveau des lingots de silicium, qui serviront à fabriquer de nouveaux modules. Le financement actuel d'une telle opération de recyclage est estimé à environ 20 à 40 centimes d'euros par Wc (d'après PV Cycle Deutsche Solar) [LAU08]. La filière silicium a connu initialement un grand essor grâce à l'expérience des industries du semi-conducteur qui utilisent depuis longtemps déjà les propriétés électriques du silicium. Il est également intéressant de noter que l'industrie photovoltaïque, qui utilisait comme source de silicium les rejets de l'industrie électronique, doit maintenant faire face à une pénurie croissante de matière première de silicium de qualité solaire du fait de l'accroissement de la demande. Cette situation entraîne donc une mutation industrielle avec la mise en place progressive de nouvelles filières spécifiques de production de silicium photovoltaïque marquant une nouvelle phase de développement. Les modules photovoltaïques du commerce revendiquent aujourd'hui un rendement de 15 à 19.6% pour les cellules les plus performantes (Sun Power). Le prix revient d'un module en silicium cristallin devrait passer sous la barre de 1€/Wc dès 2013. On prévoit même 0.75€/Wc en 2020 [WOR07]. A long terme, la technologie silicium a encore un grand rôle à jouer dans le développement photovoltaïque.

Cependant, elle ne sera pas la seule technologie employée. En effet, pour baisser les prix et rendre abordable cette énergie, plusieurs tentatives de nouveaux développements technologiques existent actuellement. Nous présentons dans la suite de ce mémoire ceux qui nous semblent les plus prometteurs.

### **II.2.2 Cellules multi-jonctions à haut rendement.**

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques inorganiques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée  $E_g$  en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse photovoltaïque d'une cellule simple jonction est limitée. Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile, l'énergie des photons plus faible n'est donc pas utilisable.

D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transféré leur énergie. Une première réponse pour limiter les pertes est connue de longue date du point de vue technologique, il suffit d'utiliser des systèmes à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant des gaps décroissants, (Figure II-8). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants.



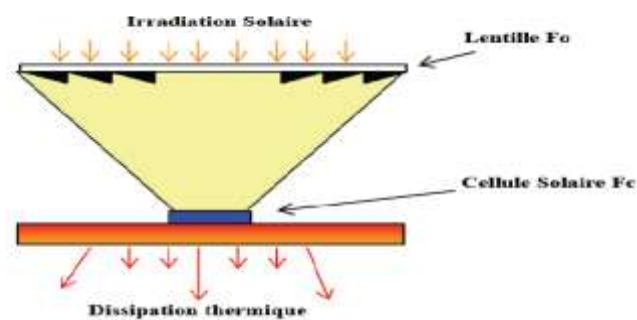
**Figure (II-8).** Principe de la cellule à hétérojonction [BAR06].

Des cellules PV multi-jonctions à base d'associations de matériaux semi-conducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, InGaAs, etc) ont ainsi été mises au point depuis les années 60 présentant des rendements très élevés supérieurs parfois à 40%. Elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur coût de fabrication, de loin, les plus élevés actuellement (fabrication sous ultra vide, croissance très lente, problème de casses et de défauts aux interfaces). Le développement des cellules à haut rendement a été motivé en priorité par les applications spatiales. En effet, dans ce domaine, le critère principal n'est pas le prix par watt crête (€/Wc) mais plutôt le nombre de watts par kilogramme (Wc/kg). Il faut savoir qu'envoyer un satellite dans l'espace coûte entre 3 000 € et 30 000 € par kilogramme (le prix dépend de l'altitude de mise en orbite). Dès lors, il est compréhensible qu'on utilise les technologies photovoltaïques les plus performantes afin d'optimiser le poids de l'ensemble et faire en sorte qu'il soit le plus longtemps possible autonome.

Un dernier avantage à signaler pour ces cellules est leur robustesse vis-à-vis des radiations et des impacts. Au cours du temps, ces cellules ont démontré qu'il était possible d'avoir des générateurs d'énergie qui vieillissent très bien et qui peuvent produire de l'énergie

même en ayant subi quelques détériorations. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonctions actuellement avoisine les 30% pour un spectre AM0.

Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en baisser le coût et les adapter aux besoins terrestres. Ils se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à des grandes quantités. Aujourd'hui, les véhicules de courses terrestres ou bateaux en utilisent pour assurer leur autonomie. Mais cela reste des cellules beaucoup trop chères pour des applications domestiques. En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellule utilisée) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction GaInP/GaAs/Ge atteignant les 32%, cette même cellule arriverait à 40.7% avec concentrateur. On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions voir plus [BAR06]. L'idée basique du concentrateur photovoltaïque (CPV) est de réduire le prix de revient d'un système PV en focalisant les rayons lumineux sur une cellule solaire de surface  $F_c$  par le biais d'une lentille optique de surface  $F_o$ . Le ratio de concentration  $C$  est approximativement  $C = F_o / F_c$  comme indiqué en Figure (II-9).



**Figure (II-9) :** Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque [BAR06].

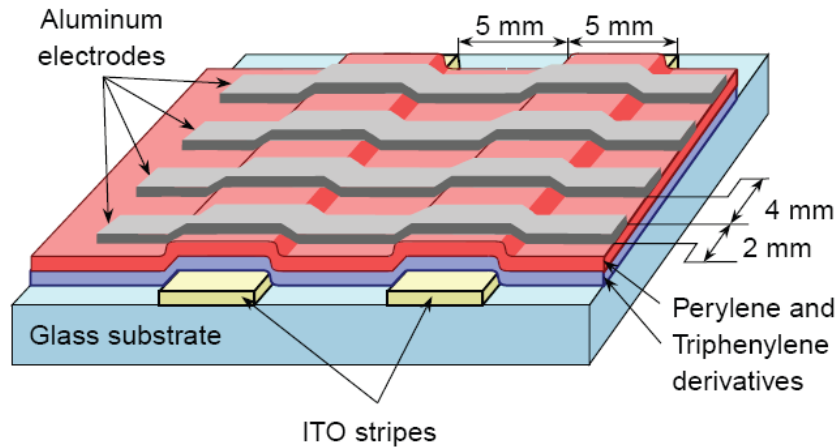
La réduction de la surface des cellules permet d'utiliser des cellules plus performantes qui étaient encore trop chères pour être utilisées sur de grandes surfaces de modules PV. En pratique, la plus grande différence à noter entre un GPV composé de modules PV classiques et un CPV est la nécessité d'ajuster pour ce dernier l'orientation du système pour suivre la course du soleil. En effet, un mauvais angle de pénétration de la lumière pourrait priver complètement les cellules de lumière, d'autant plus que ces capteurs ne peuvent utiliser que le rayonnement direct du spectre solaire. Cette fonction, réalisée par un système suiveur ou tracker, doit être prise en compte dans le prix global du CPV et représente une part non

négligeable de l'investissement rendant en fin de compte ce système encore trop coûteux pour le grand public. Le nombre d'exemples de centrales solaires à concentration montrent cependant bien l'intérêt de ces systèmes et leur viabilité [BAR06]. Ils sont aujourd'hui destinés aux très grandes centrales énergétiques dépassant la centaine de kW. Des problèmes thermiques liés à la concentration des rayons sur les cellules nécessitent un dispositif de dissipation thermique performant. Une technique intéressante permet d'allier la production solaire photovoltaïque à la production solaire thermique, en récupérant la chaleur émise, par le biais d'un liquide caloporteur, et ainsi créer également un chauffe-eau solaire.

### II.2.3 Nouvelles technologies photovoltaïques

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light-Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en oeuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en oeuvre.

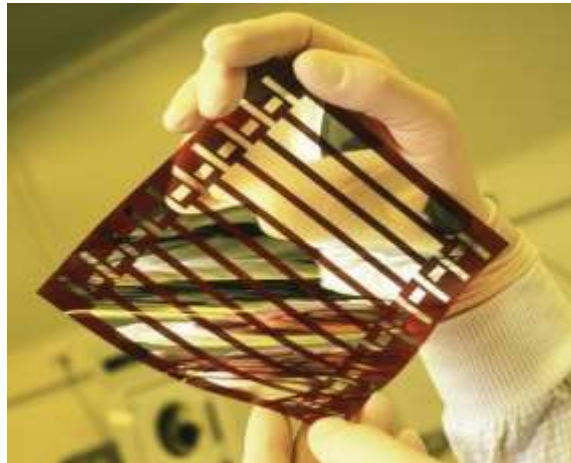
Comme les semi-conducteurs, ils possèdent des niveaux d'énergies susceptibles d'absorber les photons en créant des paires électron-trou utilisables grâce à des transitions entre les niveaux dits HOMO (Highest occupied molecular orbital) et des niveaux dits LUMO (Lowest unoccupied molecular orbital). En l'absence de séparation, les paires électron-trou peuvent se recombiner en émettant des photons de la longueur d'onde correspondante (fluorescence, luminescence) plutôt que se convertir en chaleur comme vu précédemment pour les filières inorganiques. La séparation des charges reste encore aujourd'hui un des points bloquants pour être effectuée efficacement. Si elles peuvent être séparées et transportées vers un circuit extérieur grâce à deux phases adjacentes, on obtient alors des cellules photovoltaïques d'un nouveau type tel que celle présentée en Figure (II-10).



**Figure (II-10).** Schéma de principe d'une cellule organique [BAR06].

Pour en faire des cellules organiques PV à part entière dans le futur, il faut améliorer les propriétés de création de paires électron-trou dans des molécules organiques ou des polymères mais également développer des méthodes de séparation des paires en associant un matériau accepteur et un matériau donneur, grâce à des positions différentes des bandes énergétiques. On parle dans ce contexte de matériaux LUMO et HOMO. Un des points les plus difficiles est la séparation de ces deux phases qui ont tendance à se mélanger car les matériaux sont solubles l'un avec l'autre. Cependant une avancée importante a permis de séparer spontanément les donneurs et les accepteurs en rendant les matériaux non solubles [21, 22]. Dans le cas des polymères, tout se passe comme si on avait deux catégories de fibres intimement mélangées, l'une conduisant les électrons et l'autre le trou [PUI05].

D'autres recherches se sont orientées vers un modèle de cellule photovoltaïque à la fois organique et inorganique (cellules hybrides) qui offre de nombreux avantages par rapport aux cellules traditionnelles. Ainsi, il a été élaboré une cellule nanocristalline qui imite la photosynthèse des plantes. Utilisées depuis longtemps dans les lasers à colorants ou les matériaux pour l'optique, l'utilisation efficace des molécules de colorants organiques dans le domaine du photovoltaïque, fut découvert en 1991 par Michael Graetzel. Des molécules organiques pigmentées (colorant), absorbent la lumière et libèrent ainsi des électrons. Les électrons sont véhiculés vers l'anode par une couche poreuse de dioxyde de titane ( $\text{TiO}_2$ ), un matériau semi-conducteur inorganique. A l'anode, les électrons sont dirigés vers un circuit externe où leur passage produit de l'énergie électrique [PUI05].



**Figure (II-11).** Cellule solaire tout organique sur substrat souple [PUI05].

Le rendement de ces cellules solaires organiques est encore inférieur à 3% à cause justement de la nature du mélange et des problèmes de recombinaisons électroniques. L'oxydation de la cellule est encore un autre problème auquel il faut se pencher en recherche pour trouver des solutions viables à long terme. Malgré tous ces inconvénients, le développement de ces cellules risque de persister à l'avenir car elles présentent une grande facilité de fabrication. En effet, les matériaux actifs peuvent s'étaler sur de grandes surfaces. Comme ces cellules peuvent facilement se développer sur matériaux souples, leur flexibilité quasi naturelle comme le montre la Figure (II-11) est également un atout. Le coût de ces cellules organiques est inférieur à celui des cellules à colorants et elles peuvent même être biodégradables. Les cellules solaires organiques avec leurs faibles coûts de matière première, leurs faibles besoins énergétiques de production et leurs capacités à être fabriquées à grande échelle sont des candidates sérieuses à fort potentiel de développement photovoltaïque à long terme [PUI05].

## **II.2.4 Technologie couche-mince**

### **II.2.4.1 Introduction**

Les cellules PV dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement



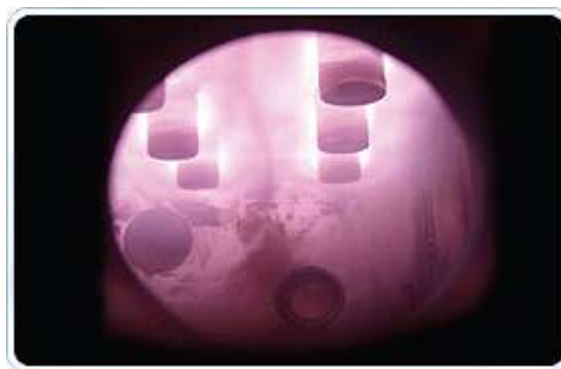
solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.

Les trois technologies émergentes sont aujourd'hui :

- le Silicium amorphe et microcristallin noté TFSi ( Thin-Film Silicon en anglais).
- Le Semi-conducteur Poly-cristallin CdTe (Tellurure de Cadmium).
- L'alliage Cu (In,Ga)Se<sub>2</sub> ( Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS [PET09].

#### II.2.4.2 Silicium couche-mince

Dans la technologie TFSi basée sur le silicium non cristallisé, le silicium amorphe (noté a-Si) peut être directement déposé sur un substrat de verre à basse température par un procédé de dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD pour Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition) (Figure II-12). On dépose d'abord, sur le verre, une couche d'oxyde transparente conductrice d'une épaisseur de 0,5 $\mu$ m (TCO pour Transparent conductive Oxide). Cette étape est suivie par les étapes de dépôt suivantes : une couche de a-Si de type N, puis une couche a-Si semi-isolante (1 $\mu$ m au total) et enfin une couche de a-Si dopée P. Une dernière couche métallique arrière à base d'argent assure la connectique (Figure II-13). Le processus de fabrication de ces cellules permet d'abaisser significativement les coûts de productions. En effet, le cycle de production ne nécessite que très peu d'énergie et le processus peut générer de grandes surfaces unitaires, de l'ordre du mètre carré, en un seul tenant. Pour fabriquer un module, il suffit d'ajouter au processus une déposition de matériau conducteur entre les cellules servant d'interconnexion entre elles (Figure II-14). Ainsi, grâce à cette souplesse de fabrication, il est possible de fabriquer simplement des panneaux de n'importe quelle puissance et tension en fonction de la demande et de l'application.

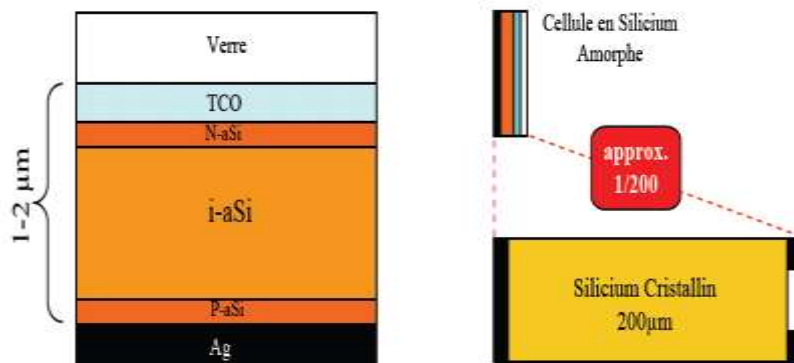


**Figure (II-12)** : Procédé technologique de dépôt chimique nommé PECVD[PET09].



Malgré des rendements de conversion faibles de 6% à 7% (limités par le taux de recombinaisons très élevé), cette filière tend à se développer car le prix est dérisoire par rapport au coût actuel des cellules Si de première génération. Le silicium amorphe, possédant un fort coefficient d'absorption, n'a besoin que d'une très faible épaisseur de silicium, de l'ordre du micron, réduisant par conséquent considérablement les coûts de matière première et le risque de pénurie liée au manque de silicium. Plusieurs possibilités existent pour améliorer le rendement de ces cellules dites simple jonction. De nos jours, des matériaux constituant des jonctions microcristallines ( $\mu\text{c-Si}$ ) peuvent être ajoutés ou bien des alliages à base de SiGe peuvent être créés.

L'introduction de ces matériaux innovants est prometteuse à long terme pour la technologie TFSi. Cependant, ces technologies restent encore du domaine de la recherche en passe de sortir des laboratoires et subir plusieurs modifications pour s'adapter correctement à la production grande échelle industrielle. Reste également à savoir comment ces cellules vont se comporter en vieillissant. Les plus avancées du point de vue technologiques ont une durée de vie inférieure à 10 ans et ne peuvent donc pas être utilisées en toiture ou dans des accès difficiles du point de vue maintenance.

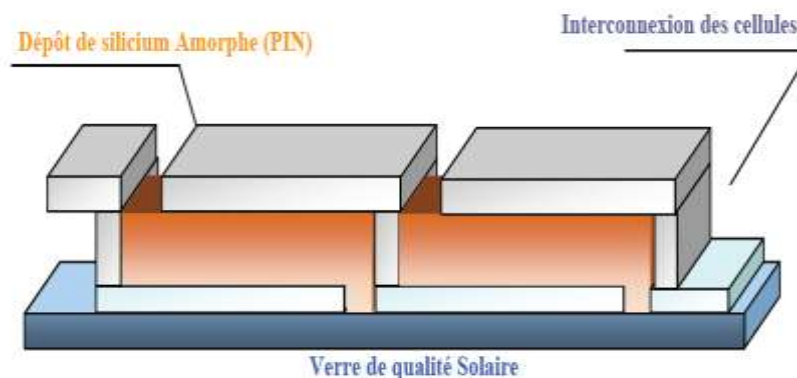


**Figure (II-13) :** Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin[PET09].

Une étude affirme qu'un module en a-Si produit plus d'énergie sur une année qu'un module en silicium cristallin (pour une même puissance crête installée) sur une même période et sur un même site. Ceci s'explique par un phénomène physique lié à la température.

En effet, le silicium cristallin perd de ses capacités de production au fur et à mesure que la température augmente à l'intérieur du module. Cette dépendance réduit fortement le rendement des modules en été par exemple au plus fort de l'apport énergétique solaire. Un

module en silicium cristallin perd environ 0,45 % de sa puissance lorsque sa température augmente d'un degré Celsius (à partir des conditions standard 25°C, AM1.5) alors que, à l'opposé, le a-Si affiche un gain de 0,175 % par °C . De plus, le silicium amorphe reste relativement stable et peut produire de l'énergie même sous ensoleillement diffus et sous faible éclaircissement (et artificiel). A côté de ces points avantageux, les modules en silicium amorphe ont une durée de vie plus courte par rapport aux modules en silicium cristallin (>10 ans contre >20 ans). En effet, leur taux de dégradation est presque trois fois supérieur à celui des panneaux en silicium cristallin et en particulier les premiers six mois de fonctionnement . Cependant, les recherches dans ce domaine sont extrêmement actives depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Parmi les recherches poursuivies, on notera l'étude sur la métastabilité du silicium amorphe. Il s'agit en fait de comprendre l'effet Staebler- Wronski relatif à la dégradation des performances des cellules sous l'effet de la lumière. Une cellule neuve voit ses performances baisser d'environ 10% avant de se stabiliser. Les mécanismes entrant en jeu sont encore mal connus.



**Figure (II-14).** Schéma simplifié d'un module a-Si en couche mince

On peut voir dans le Tableau 2-1 un récapitulatif des différentes filières silicium présentes actuellement sur le marché. Ce bilan rappelle les avantages et les inconvénients de chacune des technologies qui doivent être pris en compte dans la réalisation d'un projet photovoltaïque. L'entreprise Sanyo propose même actuellement une nouvelle technologie de cellules à hétérojonction en alliant le silicium amorphe et le monocristallin. Cette association permet d'obtenir des rendements de plus 16% même à haute température avec une durée de vie supérieure à 20 ans (80% de la puissance au bout de 20 ans). La filière silicium, cristallin comme amorphe.

| technologie     | Rendement<br>typique | Influence<br>température | Taux<br>de<br>dégradation | Prix<br>d'un<br>module (2008) |
|-----------------|----------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| Monocristallin  | 12 à 16%             | -0.442% par C            | -0.38% par an             | 3.13€/Wc                      |
| Poly-cristallin | 11 à 14%             | -0.416% par C            | -0.35% par an             | 2.95€/Wc                      |
| Amorphe         | 6 à 7%               | +0.175% par C            | -1.15% par an             | 2.35€/Wc                      |

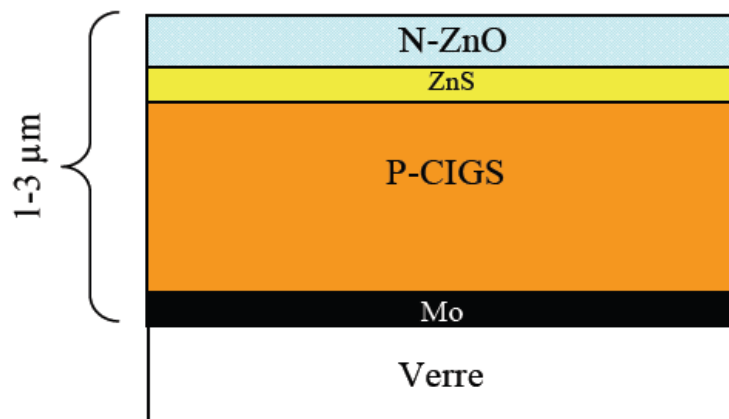
**Tableau (II-1).** Performance de la filière Silicium simple jonction.

### II.2.4.3 Filières non silicium

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Deux filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellure de cadmium (notée CdTe) et l'autre sur les alliages Cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS).

Les cellules CIGS sont constituées par empilement. Tout d'abord, une couche métallique de molybdène de 0.5  $\mu\text{m}$  d'épaisseur est déposée sur du verre de vitre pour réaliser le contact arrière. Puis on vient déposer une couche CIGS de type P, d'environ 1.5  $\mu\text{m}$ . Suit une couche de CdS ou de ZnS (pour Sulfure de Cadmium et Zinc Sulfuré) d'environ 50 nm, et enfin une couche de ZnO (Oxyde de Zinc) de type N, de 1  $\mu\text{m}$ , servant de contact avant conducteur et transparent. Finalement, la cellule est encapsulée par couverture par une vitre. Dans le cas du CdTe, une couche de CdS de type N est déposée sur du verre, puis une couche de CdTe de type P, d'environ 2  $\mu\text{m}$ , et une couche conductrice de carbone servant de deuxième contact.

La technologie CIGS exhibe actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies couches minces inorganiques avec des cellules pouvant atteindre 19.9% en laboratoire et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux. Diverses pistes existent pour essayer de remplacer les matériaux chers comme l'InGa par de l'Al. De plus, il est nécessaire également de trouver des solutions pour moins gaspiller la matière première active pendant la fabrication. Une dernière piste consiste à réduire tout simplement l'épaisseur de la couche active.



**Figure (II-15).** Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS[PET09].

La simplicité chimique du matériau à base de tellure de cadmium - (CdTe) et sa stabilité en font un matériau attractif. Ses propriétés thermo-physiques et ses caractéristiques chimiques permettent de fabriquer des cellules simplement et à faible coût. Le rendement des cellules en CdTe dépend fortement de la manière dont les couches actives sont déposées (température de dépôt, vitesse et nature du substrat). Comparé aux autres technologies couche mince, le CdTe est plus facile à déposer et donc plus approprié à la production de module PV de surface importante. L'inconvénient majeur actuel repose sur la toxicité reconnue du Cadmium bien qu'il a été démontré que les risques environnementaux liés aux cellules PV en CdTe sont minimes. En effet, les modules en CdTe ne présenteraient pas de risques sanitaires et environnementaux, et un simple recyclage des modules en fin de vie résoudrait définitivement le problème de pollution. L'utilisation de CdTe dans les modules photovoltaïques est en fait beaucoup moins inquiétante que d'autres utilisations du cadmium, comme par exemple dans les batteries Ni-Cd. Le fabricant américain de panneaux CdTe First Solar est l'un des premiers industriels à proposer un recyclage de ses propres produits. En effet, l'entreprise est soucieuse de récupérer le cadmium pour des raisons environnementales et de coûts. Contrairement aux wafers de silicium, les cellules ne peuvent pas être extraites et réutilisées presque telles quelles. Elles doivent impérativement repasser par une étape métallurgique. First Solar estime que ce traitement pourrait également convenir aux cellules de type CIS (Cuivre-Indium-Sélénium). D'autres fabricants, comme Würth Solar, travaillent plus spécifiquement sur cette question.

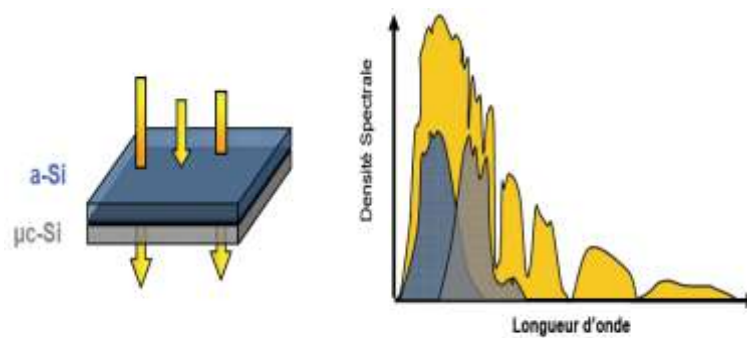
D'un point de vue rendement énergétique, la filière CdTe, présente des rendements de cellules record de 16.5% en laboratoire et des modules commerciaux à près de 10.7%.

L'Europe et les USA produisent déjà des panneaux en couches minces CdTe. Leurs rendements avoisinent les 9% et les coûts de fabrication semblent être compétitifs avec la filière c-Si. Les recherches montrent que le CdTe pourrait atteindre un rendement de 15% pour un prix de 0.5€/Wc à moyen terme.

Bien que la majeure partie de la production de cellules solaires soit faite sur des substrats de verre, on voit apparaître progressivement de nouveaux substrats souples compatibles avec la filière couche mince. Ces nouveaux substrats (métal ou plastique) présentent les avantages d'être plus légers que le verre, plus faciles à mettre en oeuvre et surtout moins coûteux. Ces caractéristiques font d'eux des supports de choix pour le futur [PET09].

#### **II.2.4.4 Multi jonctions en couche mince**

Pour améliorer les performances des cellules couche-mince, des architectures double et triple-jonctions ont été développées. Elles sont inspirées des cellules multi-jonction développées initialement pour le spatial pour bénéficier au maximum du spectre solaire. Elles présentent néanmoins une mise en oeuvre plus simple et mieux maîtrisée aujourd'hui pour le marché terrestre. Nous pouvons citer par exemple les cellules tandem à base de silicium à la fois amorphe et polycristallin (a-Si/ $\mu$ c-Si). Les meilleurs rendements stabilisés en laboratoire sont de l'ordre de 12% pour ces cellules. Il s'agit comme pour les multi-jonctions d'empiler deux cellules photovoltaïques qui absorbent des photons de longueurs d'onde différentes. Par ce mécanisme, l'ensemble tandem composé de l'association de deux cellules, permet d'absorber un plus large spectre lumineux et ainsi produire plus d'énergie qu'une cellule simple jonction. La première couche en silicium amorphe absorbe une partie du spectre alors que l'autre partie, qui la traverse, est absorbée par la seconde couche en silicium microcristallin. Le procédé de fabrication est le même que pour les couches minces, les différentes couches qui composent la cellule sont déposées par plasma (PECVD) sur un substrat de verre.

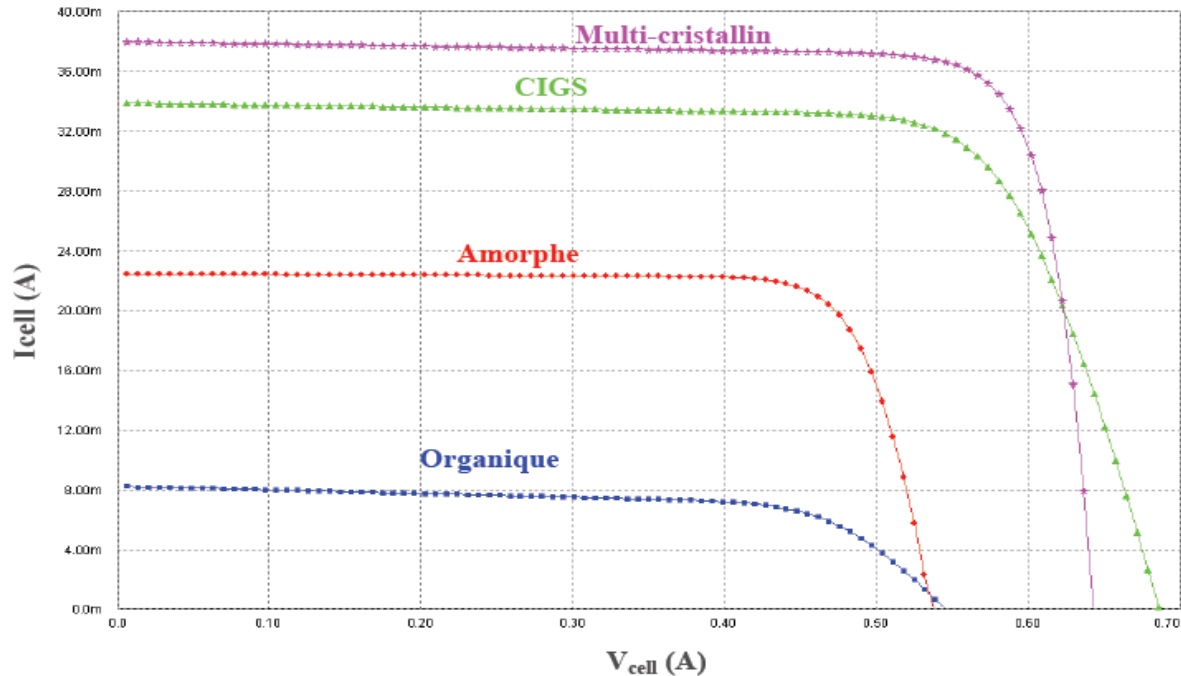


**Figure (II-16) :** Cellule Tandem a-Si/ $\mu$ c-Si & spectre solaire et spectres d'absorption [PET09].

Une triple jonction, particulièrement prometteuse, à base de silicium amorphe a été développée au NREL (National Renewable Energy Laboratory) au Colorado, en association avec United Solar Systems Corp. Cette nouvelle structure se compose de trois couches qui capturent différentes longueurs d'onde, doublant les rendements par rapport à la limite théorique des jonctions simples. La première cellule, qui capture les photons bleus, fait appel à un matériau a-Si disposant d'un gap de 1.8eV. La cellule centrale en silicium amorphe et germanium (10 à 15% de concentration en Ge) dispose d'un gap de 1.6eV qui permet d'absorber les photons verts. La cellule arrière, en aSi-Ge (40 à 50% de Ge), capture les photons rouges et infrarouges (Gap de 1.4eV). Des modules commerciaux triple-jonction en support souple sont déjà disponibles avec des rendements avoisinant les 7% pour des films solaires de 1 m<sup>2</sup>. Le meilleur rendement de cellule triple-jonction a-Si/a-SiGe/a-SiGe s'élève à 13% en laboratoire. Maintenant, le passage à l'échelle industrielle et à la production de modules multi jonction performants sont les principaux défis auxquels doit faire face cette technologie afin d'avoir un développement complet.

Dans notre parcours à travers les différentes filières photovoltaïques, nous nous sommes attachés à développer des modèles électriques simplifiés de chaque type de cellule photovoltaïque. Cette démarche permet de visualiser rapidement l'évolution des caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques en fonction de leur composition, Figure (II-17). Ces données vont nous servir à alimenter les simulateurs de type circuit en ayant un comportement des GPV le plus près possible de la réalité afin de pouvoir optimiser au mieux les étages d'adaptation et la gestion nécessaires pour encore augmenter le rendement.

On peut conclure que, quel que soit le matériau photosensible utilisé, une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement est un générateur non linéaire de puissance. La cellule élémentaire reste donc un générateur de faible puissance qui nécessite différentes architectures d'associations et de gestion afin de répondre à nos besoins énergétiques. [PET09].



**Figure (II-17)** : Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de Différentes filières photovoltaïques [PET09].

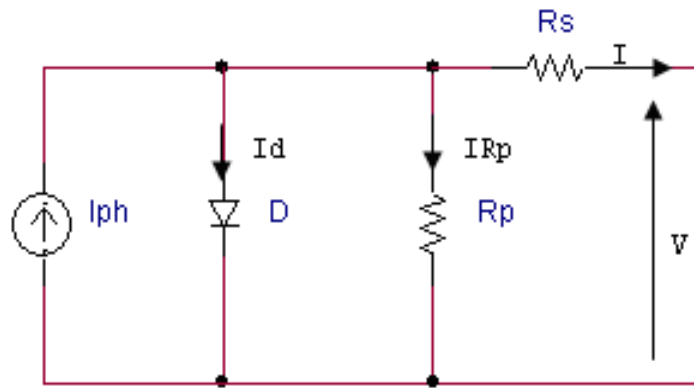
### II.3 Modèle mathématique d'une cellule solaire

Il existe plusieurs modèles de cellules solaires, dont le but est l'obtention de la caractéristique courant-tension pour l'analyse et l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques. La différence entre ces modèles réside dans la procédure et le nombre des paramètres intervenants dans le calcul de la paire courant-tension. Pour notre étude nous élaborant le modèle à une diode.

### II.3.1 Modèle à une diode

C'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique qui compose de :

- Source de courant : Modélise la conversion de flux lumineux en courant électrique.
- Une diode : Modélise la jonction PN.
- Une résistance série  $R_s$  : Modélise les diverses résistances des différentes couches de la cellule.
- Une résistance parallèle  $R_{sh}$  : Caractérise le courant de fuite dans la diode et effets de bord de la jonction [BOU10].



**Figure (II-18) :** Schéma du modèle équivalent à une diode de la cellule PV réelle.

L'expression de la caractéristique courant-tension est décrite par l'expression ci-dessous :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II-2})$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q \cdot (V + R_s \cdot I)}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (\text{II-3})$$

Comme  $R_s \approx 0\Omega$ , alors :

$$I_0 \left( \exp\left(\frac{q(I_{sc} R_s)}{nKT_0}\right) - 1 \right) \cong 0 \Rightarrow I_{ph0} = I_{sc} (1 + R_s / R_{sh}) \quad (\text{II-4})$$



Avec :

$$I_0 = I_{0ref} \cdot (T/T_0)^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{KT}\right) \quad (\text{II-5})$$

On calcule  $I_{0ref}$  par l'équation de circuit ouvert :

$$0 = I_{ph0} - I_{0ref} \left( \exp\left(\frac{q \cdot V_{0c}}{nKT}\right) - 1 \right) - \frac{V_{0c}}{R_{sh}} \quad (\text{II-6})$$

$$\Rightarrow I_{0ref} = \frac{I_{ph0} - \frac{V_{0c}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{q \cdot V_{0c}}{nKT}\right) - 1} \quad (\text{II-7})$$

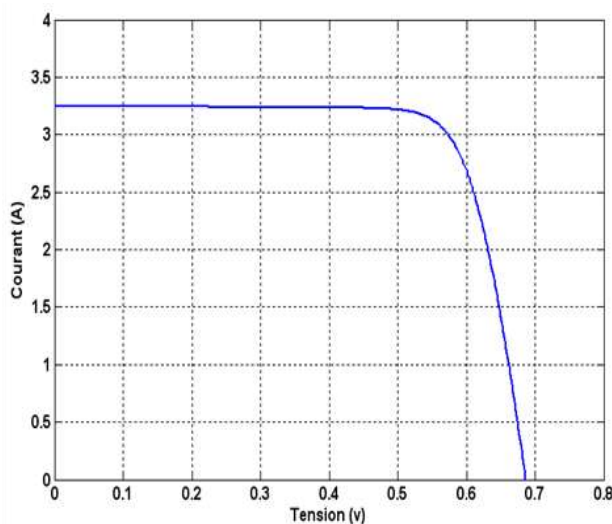
La tension de circuit ouvert  $V_{0c}$  s'écrit :

$$V_{0c} = V_{0cs} + \Delta V_{0c} (T - T_0) \quad (\text{II-8})$$

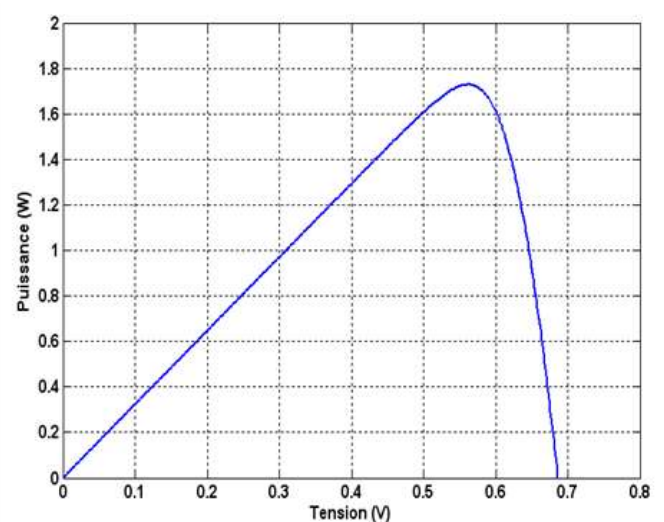
Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert  $V_{CO}$  est de 0.55 à 0.6V

### II.3.2 Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule PV

Les figures ci-dessous représentent, respectivement, les caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule photovoltaïque élémentaire, pour une température  $T=25^\circ\text{C}$  et un éclairement  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .



**Figure (II-19-a) :** Caractéristique courant tension d'une cellule PV.



**Figure (II-19-b) :** Caractéristique puissance-tension d'une cellule PV.

### II. 3.3 Puissance optimale et facteur de forme:

La puissance utile maximale  $p_m = V_m I_m$ , s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_m}{V_m} = -\left(\frac{dI}{dV}\right) \quad (\text{II-9})$$

Quant au facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor, il est définie par :

$$FF = \left(\frac{V_m I_m}{V_{co} I_{co}}\right) \quad (\text{II-10})$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe I(V) par rapport à un rectangle (de longueur  $V_{co}$  et largeur  $I_{co}$ ) qui correspond à la photopile idéale. Les valeurs de  $I_m$  et  $V_m$  s'obtiennent à partir des équations précédentes. Pour cela, on distingue deux cas :

- Si  $R_{sh}$  est infinie la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en  $I_m$  par une méthode numérique, et permet donc le calcul de  $V_m$ .
- Si  $R_{sh}$  est considérée finie, la dérivation mène à la résolution d'une équation non linéaire en  $U_M$  par une méthode numérique.

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup> et à une température de 25°C [BOU10].

### II.3.4 Le rendement

Le rendement  $\eta$  de la cellule ; c'est le rapport de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, qui est égal au rapport de la puissance maximale de sortie sur la puissance des radiations lumineuses.

$$\eta = \frac{p_{\max}}{p_o} = \frac{V_m p I_m p}{p_o} = \frac{V_{co} I_{co} FF}{p_o} \quad (\text{II-11})$$

$P_o$  est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles. Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile.

## II.4 Générateur photovoltaïque

### II.4.1 Modélisation d'un générateur photovoltaïque

Dans le but d'augmenter la puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différents montages. On peut constituer des GPV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités. Ainsi, pour  $N_s$  cellules en série, constituant des branches elles-mêmes ( $N_p$ ) en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par  $P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv}$ .

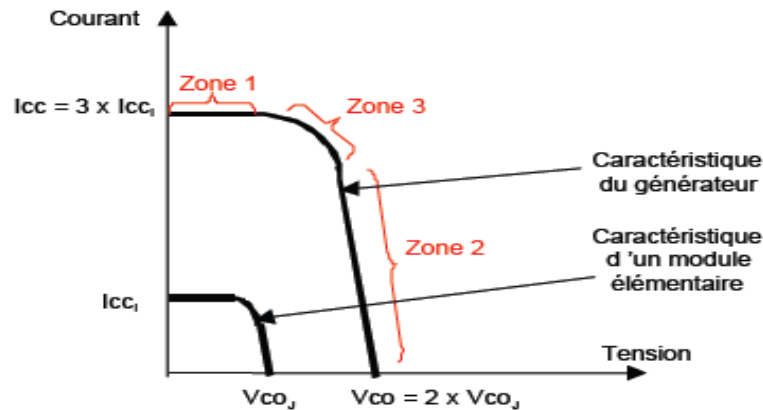
Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les ( $N_s \cdot N_p$ ) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (*éclairage, température, vieillissement et inclinaison*) [BRA09].

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée  $P_{max}$ . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique  $P(V)$  du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée  $V_{opt}$  et d'un courant optimal noté  $I_{opt}$ . Pour réduire les disfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs PV se trouvent souvent sous forme de modules pré câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à  $\pm 10\%$  selon le lot de fabrication.

### II.4.2 Propriétés

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairage et, de façon générale, des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet

nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement [BRA09].



**Figure (II-20)** : Caractéristiques  $I(V)$  d'une cellule et d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série.

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit  $I_{CC}$  et de la tension à vide  $V_{CO}$  sont plus ou moins importantes (figure 2.20). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (*irradiation et température uniformes*). Nous pouvons décomposer la caractéristique  $I(V)$  d'un générateur photovoltaïque en 3 zones :

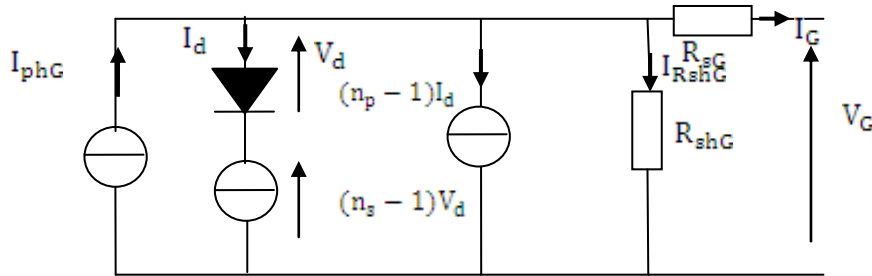
- Une zone assimilable à un générateur de courant  $I_{CC}$  proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par  $\frac{1}{R_{sh}}$  (**Zone 1**),
- Une zone assimilable à un générateur de tension  $V_{CO}$  d'impédance interne équivalente à  $R_s$  (**Zone 2**),
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de  $R_s$  à  $R_{sh}$  (**Zone 3**).

C'est dans la **Zone 3** que se situe le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par le couple  $(I_{OPT}, V_{OPT})$ , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées.

En associant en parallèle  $n_p$  rangé, où chaque rangé est constituée de  $n_s$  cellules élémentaires, les caractéristiques électriques du générateur résultant seront données par :

$$\begin{cases} I_{scG} = n_p I_{sc} \\ V_{ocG} = n_s V_{oc} \end{cases} \quad (\text{II-12})$$

Le modèle électrique du GPV est donné par la figure suivante :



**Figure (II-21):** Schéma équivalent d'un générateur photovoltaïque.

L'équation donnant la caractéristique ( $I$ \_V) du générateur photovoltaïque peut s'écrire comme suit :

$$I_G = I_{phG} - I_{dG} - I_{shG} \quad (\text{II-13})$$

Avec :

$$\begin{cases} V_G = n_s \cdot V \\ I_G = n_p \cdot I \\ I_{phG} = n_p \cdot I_{ph} \\ I_{dG} = n_p \cdot I_d \\ I_{RshG} = n_p \cdot I_{Rsh} \\ V_{dG} = n_s \cdot V_d \\ R_{sG} = \frac{n_s}{n_p} \cdot R_s \\ R_{shG} = \frac{n_s}{n_p} \cdot R_{sh} \end{cases} \quad (\text{II-14})$$

L'équation (2.11) devient :

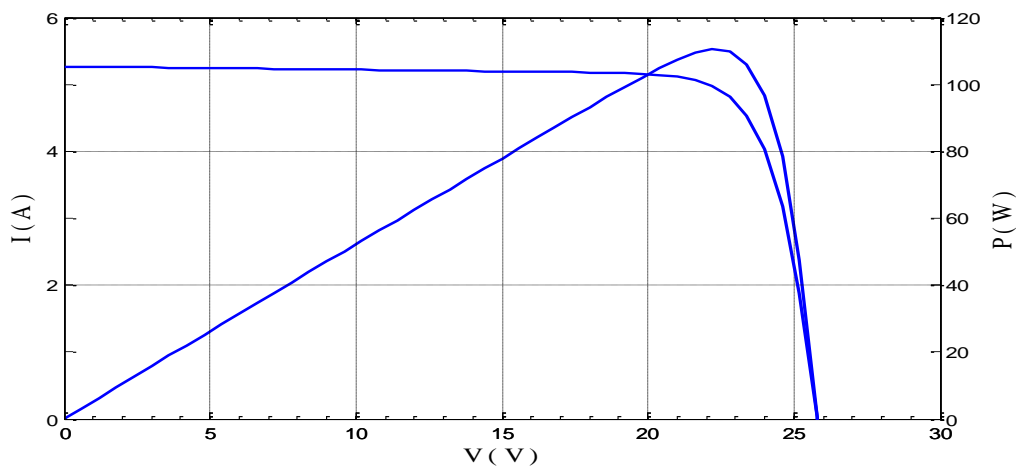
$$I_G = n_p I_{ph} - n_p I_0 \left( \exp \left( \frac{q \left( \left( \frac{V}{n_s} \right) + \left( \frac{1}{n_p} \right) \left( \frac{n_p}{n_s} R_s \right) \right)}{nKT} \right) - 1 \right) - n_p \frac{\left( \left( \frac{V}{n_s} \right) + \left( \frac{I}{n_p} \right) \left( \frac{n_p}{n_s} R_s \right) \right)}{\left( \frac{n_p}{n_s} R_{sh} \right)} \quad (\text{II-15})$$

Soit en simplifiant :

$$I_G = n_p I_{ph} - n_p I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{n_s nKT} \right) - 1 \right) - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (\text{II-16})$$

### II.4.3 Simulation de la caractéristique I(V) et P(V) d'un générateur photovoltaïque

La simulation d'un GPV en utilisant MATLAB/Simulink est donnée par la figure suivante :



**Figure (II-22):** Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un générateur photovoltaïque.

Le générateur est composé de 36 cellules connectées en série pour produire une puissance maximale de 83W. Les différentes caractéristiques sont obtenues en utilisant la condition standard ( $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $E=1000\text{w/m}^2$ ) pour  $R_s=0.099 \Omega$  et  $R_{sh}=200\Omega$ .

## II.4.4 Influence des paramètres internes de la cellule PV sur le fonctionnement de GPV

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. Cependant, il est possible, sous certaines hypothèses, de dégager des valeurs limites acceptables ( $R_{sl}$ ,  $R_{shl}$ ). En effet, si on suppose que la cellule est en régime optimal, et si les pertes sont attribuées à la résistance série, le rapport de la Puissance dissipée dans celle-ci à la puissance délivrée par la cellule est

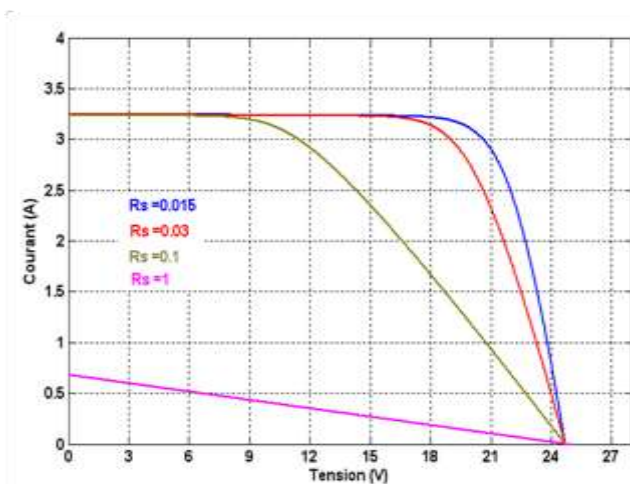
$$\text{donné par : } QR_s = \left( \frac{R_s I_m^2}{I_m V_m} \right) = \left( \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \right) \quad (\text{II-17})$$

De même, si on attribue toutes les pertes à la résistance shunt, et en supposant qu'on est au point de fonctionnement optimal, on aura :

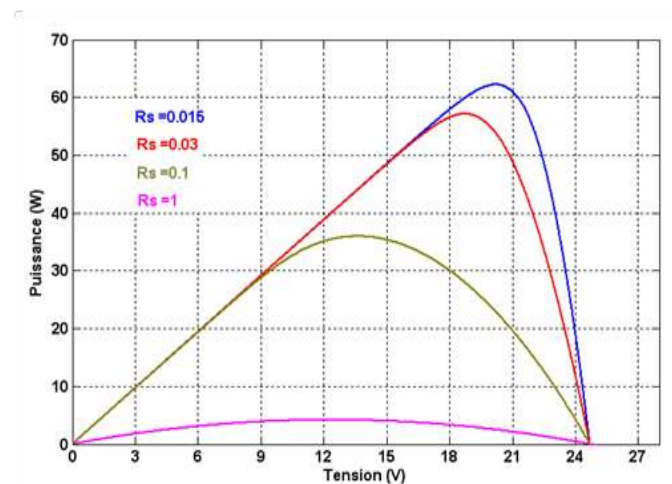
$$QR = \left( \frac{V_m^2}{R_{sh}} \right) / (I_m V_m) \cong \left( \frac{V_{co}}{I_{cc}} \right) \quad (\text{II-18})$$

### II.4.4.1 Influence de la résistance série

D'après la simulation, la résistance série influe directement sur la puissance du point de fonctionnement optimal. En effet, l'augmentation de la résistance série fait chuter le point de puissance maximale.



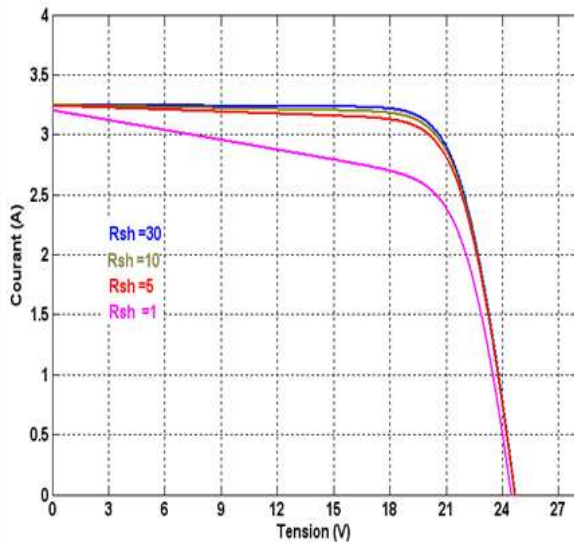
**Figure (II-23-a) :** Influence de la résistance série sur la caractéristique  $I=f(V)$  d'un générateur photovoltaïque.



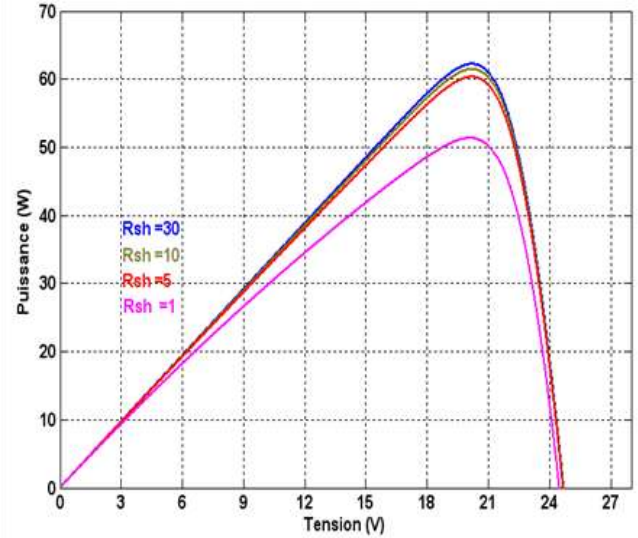
**Figure (II-23-b) :** Influence de la résistance série sur la caractéristique  $P=f(V)$  d'un générateur photovoltaïque.

### II.4.4.2 Influence de la résistance shunt

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant. On constate que la puissance au point de fonctionnement optimal diminue lorsque la résistance  $R_{sh}$  diminue.



**Figure (II-24-a) :** Influence de la résistance shunt sur la caractéristique  $I=f(V)$  d'un générateur Photovoltaïque.



**Figure (II-24-b):** Influence de la résistance shunt sur la caractéristique  $P=f(V)$  d'un générateur photovoltaïque.

## II.4.5 Influence des paramètres météorologiques sur le fonctionnement du GPV

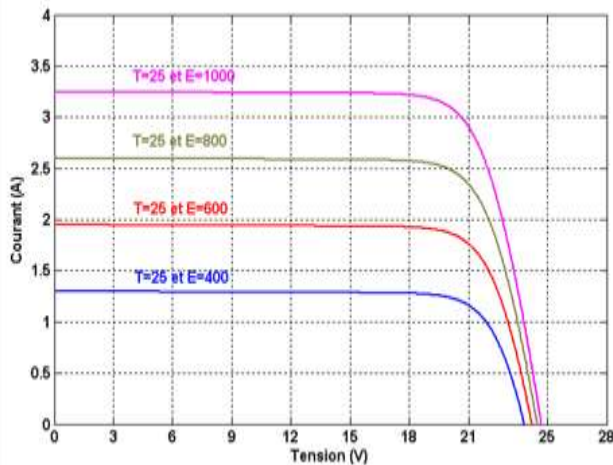
### II.4.5.1 Influence de l'éclairement

L'influence de l'éclairement des caractéristiques (I-V) et (P-V) est indiquée sur les figures suivantes, pour une température constante  $T=25^{\circ}\text{C}$  et différentes valeurs de l'éclairement.

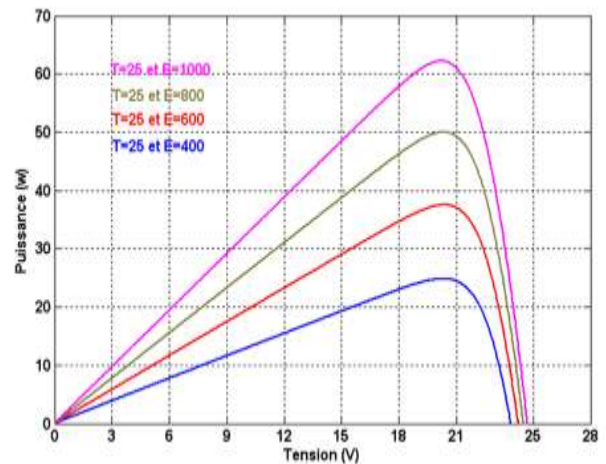
On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de  $1000\text{ W/m}^2$  et une température de  $25^{\circ}\text{C}$ .





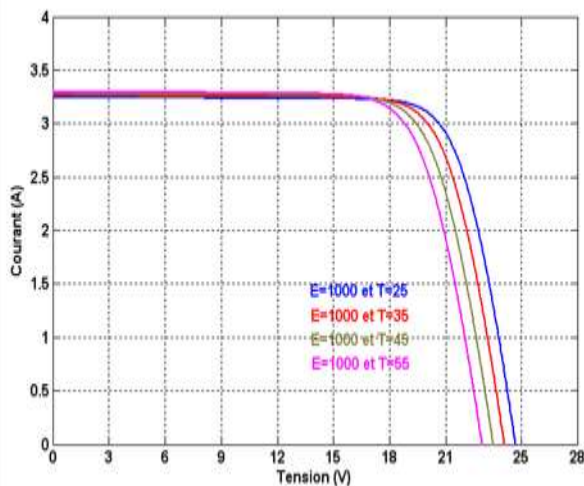
**Figure (II-25-a):** Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante



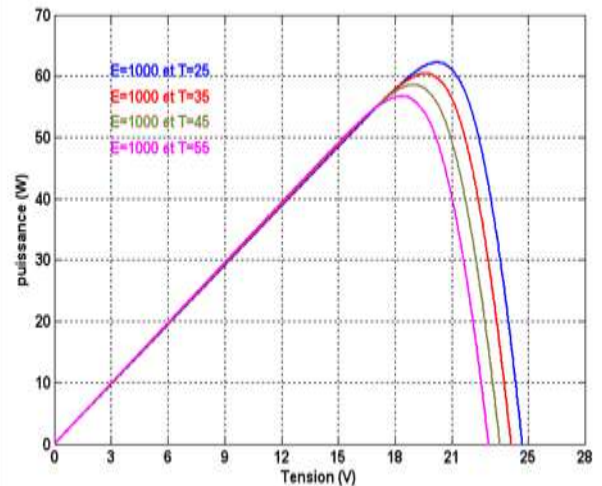
**Figure (II-25-b):** Caractéristique puissance-tension d'un module PV pour différentes valeurs d'éclairement et une température constante.

### II.4.5.2 Influence de la température

De même, l'influence de la température des caractéristiques (I-V) et (P-V) est indiquée sur les figures suivantes, pour un éclairement constant  $E=1000\text{w/m}^2$  et différentes valeurs de températures. de 25 °C.



**Figure (II-26-a):** Caractéristique courant tension d'un module PV pour différentes valeurs de température et un éclairement constant



**Figure (II-26-b):** Caractéristique puissance tension d'un module PV Pour différentes valeurs de température et un éclairement constant

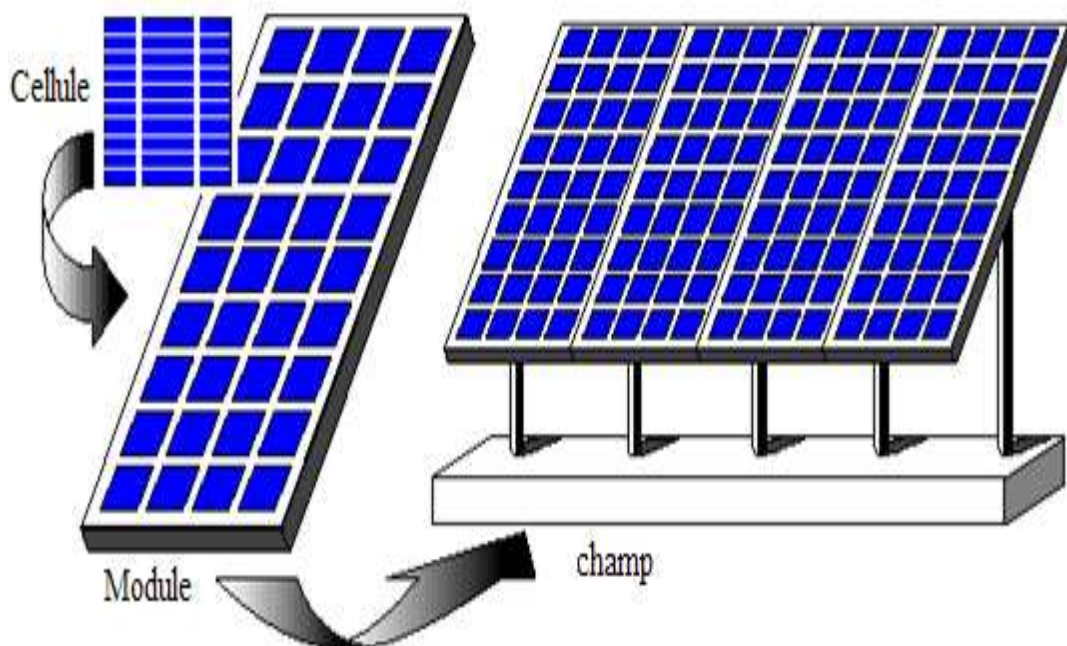
On remarque que la température à une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du

dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% avec l'augmentation de chaque degré de température de la cellule au dessus

## II.5 Modélisation d'un champ PV

L'interconnexion de modules entre eux-en série ou en parallèle pour obtenir une puissance encore plus grande définit la notation de champ PV. Donc le générateur PV se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules en fonction des contraintes de la charge à alimenter [BRA09].



**Figure (II-27) :** Composantes d'un champ de modules photovoltaïques.

Le courant et la tension en sortie du champ de modules photovoltaïques utilisant le modèle à une diode sont liés par la relation suivante :

$$I = n_p N_p I_{ph} - n_p N_p I_0 \left( \exp \left( \frac{q \left( \left( \frac{V}{N_s} \right) + \left( \frac{I}{N_p} \right) (R_s) \right)}{n_s n K T} \right) - 1 \right) - n_p N \frac{\left( \left( \frac{V}{N_s} \right) + \left( \frac{I}{N_p} \right) (R_s) \right)}{R_{sh}} \quad (\text{II-19})$$

Où :

$$I = n_p N_p I_{ph} - n_p N_p I_0 \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{n_s N_s nKT} \right) - 1 \right) - n_p N_p \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \quad (\text{II-20})$$

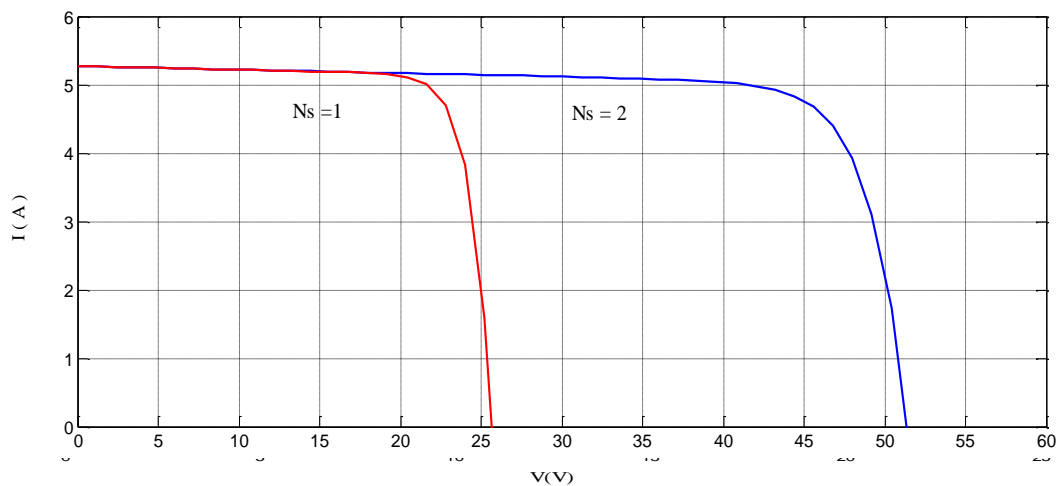
## II.6 Association des cellules PV

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance qui est insuffisante pour la plupart des applications, il est donc nécessaire de faire augmenter cette puissance en faisant associer plusieurs cellules PV dans différents montages. En effet, en associant ces cellules en série et en parallèle, on peut constituer des modules PV qui fournissent la puissance demandée selon les besoins de l'application visée.

### II.6.1 Association en série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné.

La figure (II.28) montre la caractéristique résultante ( $I_{sc}$ ,  $V_{sc}$ ) obtenue lors de l'association de deux générateurs en série.



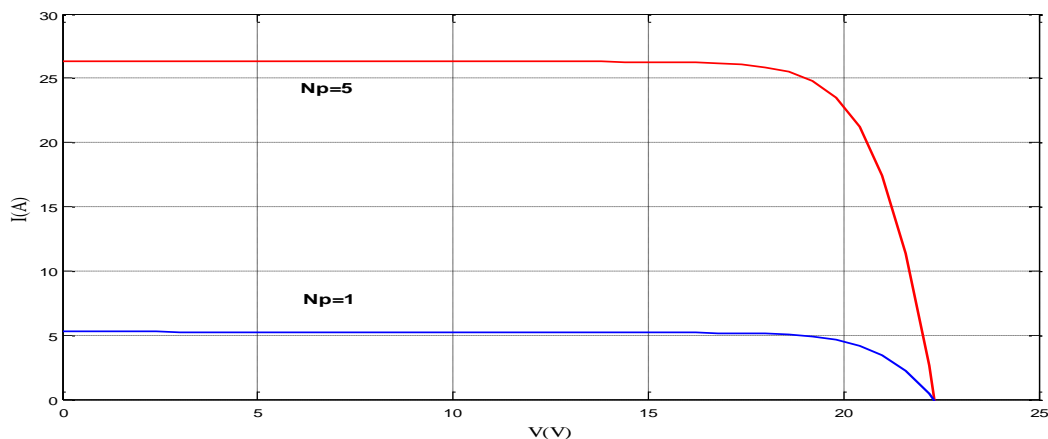
**Figure (II-28):** Caractéristique I (V) d'un champ de deux générateurs associés en série.

Cependant, si une cellule est occultée (si elle ne reçoit plus qu'une faible partie de l'énergie solaire reçue par les cellules voisines), elle ne peut délivrer qu'un courant limité. Elle fonctionne donc en inverse (comme un récepteur soumis à une tension inverse de celle produite en direct) par rapport aux autres cellules du module qui délivrent un courant

supérieur à ce courant limité. En fonctionnement, un échauffement de la cellule apparaît et peut provoquer son claquage [BRA09].

## II.6.2 Association en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure (II-29) montre la caractéristique résultante ( $I_{pcc}$ ,  $V_{pco}$ ) obtenue lors de l'association deux générateurs en parallèle.



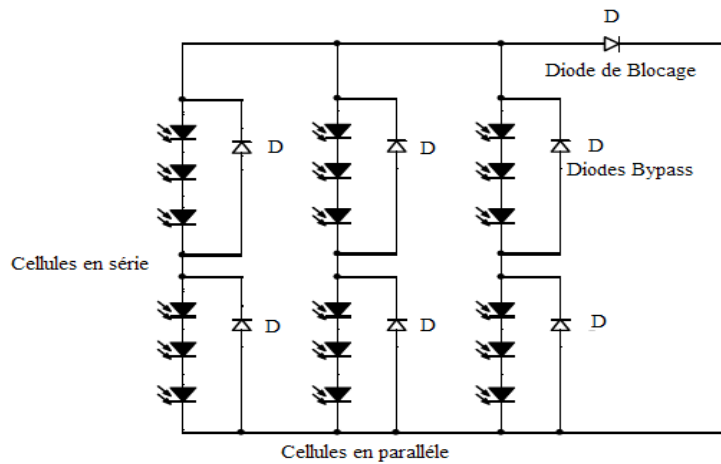
**Figure (II-29):** Caractéristique  $I(V)$  d'un champ de cinq générateurs associés en parallèle.

Cependant, si une ou plusieurs cellules sont occultées, les autres deviennent réceptrices car la tension de fonctionnement est supérieure à la tension de circuit ouvert. En revanche, dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de certaines diodes de protection séries ou parallèle modifie notablement l'allure de la caractéristique électrique du générateur photovoltaïque, laissant apparaître des cassures comme l'indique la figure (II-29).

## II.6.3 Association mixte

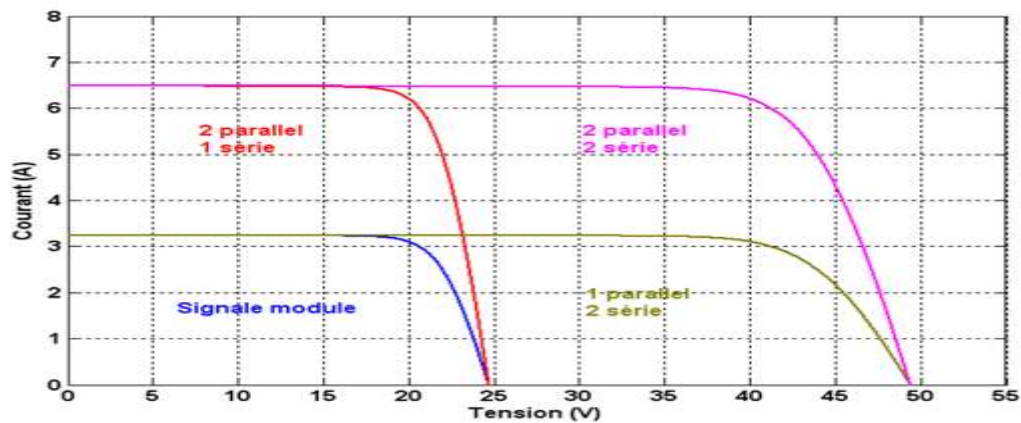
Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer les cellules PV en série et en parallèle. La figure (II.30) représente un tel groupement de  $N_{ms}$  modules en série dans une branche et  $N_{mp}$  branche parallèle. La puissance disponible aux bornes de ce panneau PV est :

$N_{ms} \cdot N_{mp} \cdot P_m$  avec  $P_m$  la puissance crête disponible sur un module [BRA09].



**Figure (II-30):** groupement mixte des modules.

La figure suivante représente la caractéristique courant tension résultante d'un groupement en série et en parallèle des modules PV identiques.



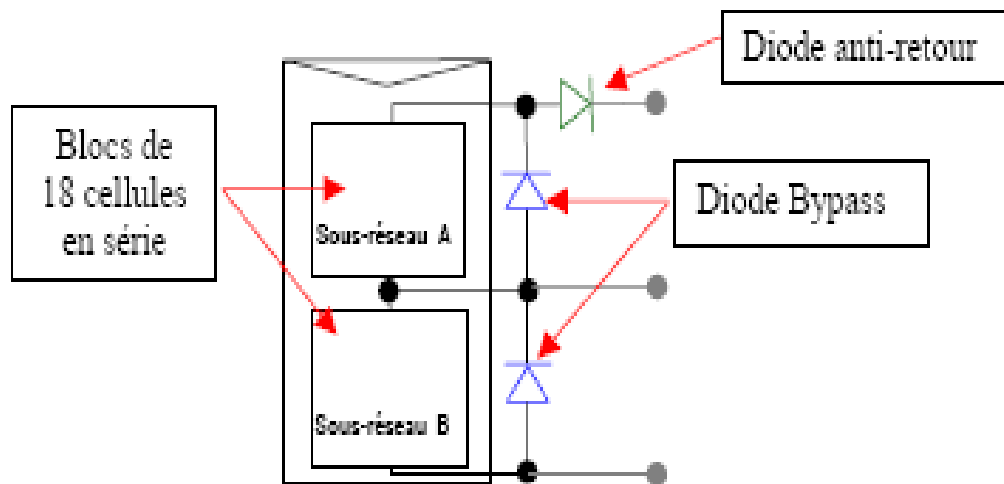
**Figure (II-31) :** Caractéristique  $I(V)$  d'une association mixte.

La caractéristique  $I(V)$  garde la même allure pour les différentes combinaisons d'association, le changement est au niveau de la translation des deux axes.

## II.7 Protections classiques d'un GPV

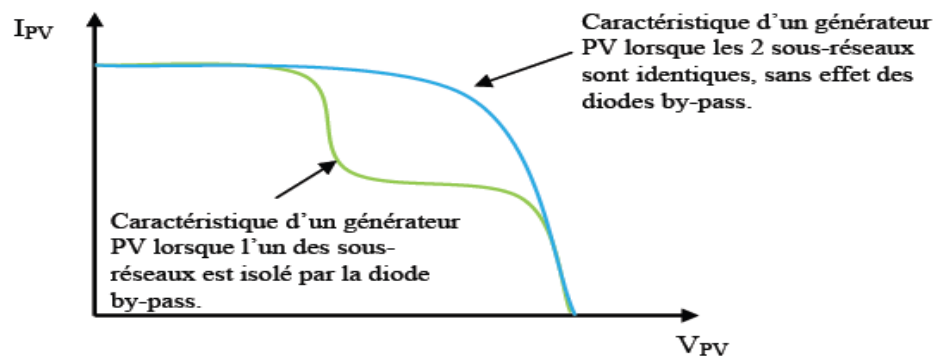
Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles (figure II.32) :

- la diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit
- les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées [BRA09].



**Figure (II-32)** : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour [[ANG06]].

La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la figure (II.33), par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance.



**Figure (II-33)** : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque [CED08].

## II.8 Conclusion

Le générateur photovoltaïque est l'ensemble des modules photovoltaïques couplés aux éléments de contrôle.

Les résultats de simulation obtenus nous ont permis de déduire que le modèle à une diode est plus adapté pour une simulation adéquate du fonctionnement du GPV car les caractéristiques obtenues par ce modèle sont très proche de celles du GPV réel.

Un aperçu sur les différentes caractéristiques de la tension et de la puissance sous l'influence des paramètres internes (la résistance série et la résistance shunt) et des paramètres météorologiques (la température et l'éclairement) a été exposé.

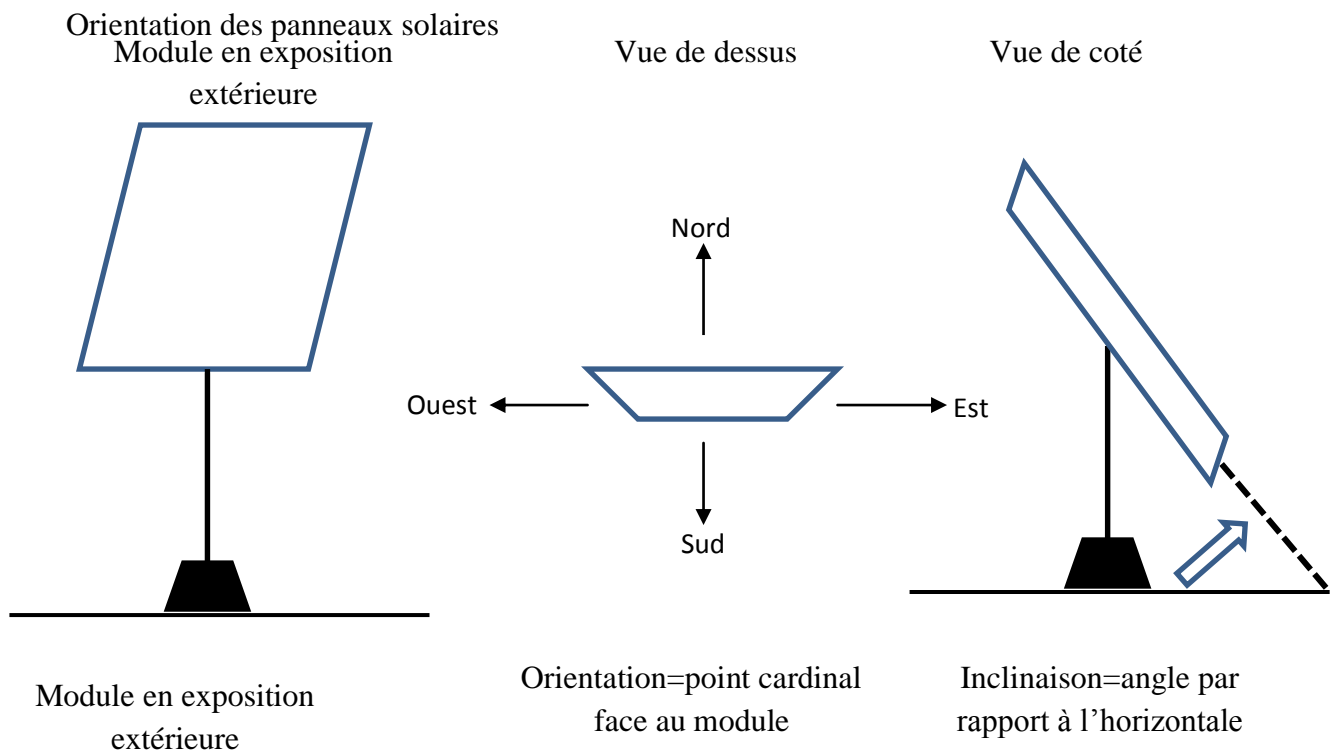


### III Introduction

L'orientation des panneaux solaires vers le soleil n'est pas aléatoire mais elle prend en considération plusieurs paramètres liés au soleil, et l'endroit de l'implantation dans le but de récupérer le maximum d'ensoleillement et augmenter le rendement des panneaux solaire au longeur de l'année [LAB10].

#### III.1 Orientation et inclinaison

Une question vient immédiatement à l'esprit c'est Comment placer les panneaux solaires pour récupérer un maximum de rayonnement solaire et comment savoir quelle énergie on va récupérer On doit se préoccuper à la fois de l'orientation et de l'inclinaison (figure III.1). L'orientation indique tout simplement vers quel point cardinal un panneau est exposé, il peut faire face au sud, au nord, à l'Est, à l'Ouest ...tout comme la façade d'une maison .L'inclinaison, quant à elle, est l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal.



**Figure (III-1) :** définition de l'orientation et de l'inclinaison d'un panneau Ombrage.

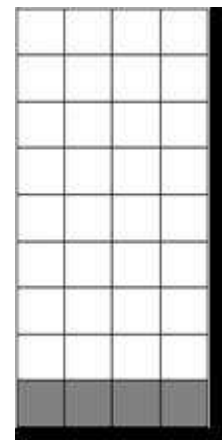
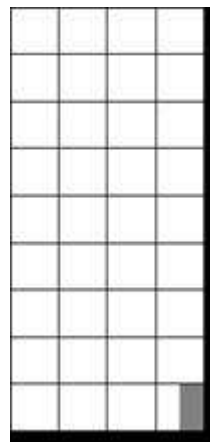
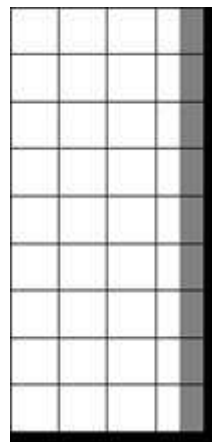
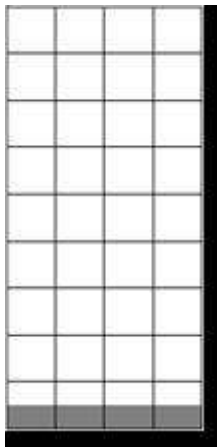
Les modules photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage. Contrairement aux panneaux solaires thermiques qui peuvent tolérer un peu d'ombrage, les modules photovoltaïques ne peuvent être occultés, principalement à cause des connexions



électriques (en série) entre les cellules et entre les modules. On distingue deux types d'ombrage :

- l'ombrage total : L'ombrage complet empêche tout rayonnement (direct et indirect) d'atteindre une partie de cellule photovoltaïque (par exemple, une déjection d'oiseau, une branche d'arbre sur le panneau, une couverture).
- l'ombrage partiel : L'ombrage partiel empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (par exemple, une cheminée, un arbre, un nuage).

Souvent, les cellules d'un module photovoltaïque sont connectées en série. Ainsi, la cellule la plus faible va déterminer et limiter la puissance des autres cellules. L'ombrage de la moitié d'une cellule ou de la moitié d'une rangée de cellule diminuera la puissance proportionnellement au pourcentage de la surface ombrée d'une cellule, dans ce cas de 50%. L'ombrage total d'une rangée de cellules peut réduire à zéro la puissance du module.



**Figure (III-2-a)** Ombrage partiel qui peut réduire de 50% la Puissance d'un module.

**Figure (III-2-b) :** Ombrage total d'une rangée de cellules qui peut réduire la puissance du module à 0.

Pour ces raisons, il conviendra de choisir un endroit approprié pour l'installation d'un système photovoltaïque où il y a, le moins d'ombrage possible. Si des obstacles présents autour d'une installation photovoltaïque ne peuvent être évités, la conception du système devra permettre d'atténuer les conséquences de ces obstacles sur le rendement.

L'inclinaison idéale des panneaux, elle, dépend bien entendu de la hauteur du soleil pendant la période d'utilisation : plus le soleil est bas sur l'horizon, plus on aura intérêt à relever les panneaux vers la verticale pour les placer face au soleil. Donc l'inclinaison idéale dépend directement de la période de l'année qu'on veut privilégier, et donc de l'utilisation des panneaux, du but recherché [LAB10].

### **III.2 Optimisation de la production minimale de l'année**

Parfois on cherche à produire le plus possible d'énergie solaire dans les périodes les moins ensoleillées pour assurer un fonctionnement minimal hiver comme été, pour une consommation constante ou plus élevée en hiver qu'en été (un éclairage urbain par exemple). Dans ce cas, il vaut mieux placer le panneau en position « hiver » très relevée à la verticale, pour produire le plus possible avec des soleils bas. Cette position est fonction de cette hauteur du soleil en hiver et donc de la latitude du lieu.

La règle est simple dans ce cas : la latitude du lieu + 10°. En France, on adopte généralement dans ce cas l'inclinaison de 60° par rapport à l'horizontale.

### **III.3 Optimisation de la production totale de l'année**

Les générateurs raccordés au réseau dont le courant est revendu à la compagnie d'électricité ne répondent pas à la même exigence. Dans ce cas, il est intéressant de produire le plus possible au total, sur une année entière. Donc la position des panneaux doit permettre de collecter surtout la production d'été qui est nettement plus abondante que celle d'hiver, en tout cas sous nos latitudes européennes.

L'inclinaison idéale des panneaux est en France autour de 25°-30° par rapport à l'horizontale, toujours en orientation Sud.

Ces emplacements optimisés ne sont pas non plus une règle absolue. Ils se justifient surtout lorsque le rayonnement solaire est direct et pour des panneaux qui convertissent au mieux ce type de rayonnement, c'est-à-dire les panneaux au silicium cristallin.

Les panneaux au silicium amorphe, quant à eux, convertissent très bien le rayonnement diffus, et pourront être placés par exemple à l'horizontale sans perdre trop d'énergie solaire dans les climats où il y a beaucoup de rayonnement diffus [LAB10].

### III.4 Suiveurs solaires

Les suiveurs de soleil appelés aussi trackers permettent un suivi du soleil, comme le fait un tournesol. Il est ainsi possible sous nos latitudes d'augmenter de 31 à 32% l'énergie solaire captée. Il existe plusieurs systèmes de suivi, a choisi le plus performant de tous, pilotage par GPS. Construire une centrale photovoltaïque basée sur des trackers soulève beaucoup de problèmes. Trop petit, le coup de la mécanique devient vite important dans le projet. Certains suiveurs de soleil proposent des surfaces de 250 m<sup>2</sup>, de tels objets, dans le vent, génèrent vite des contraintes mécaniques, des vibrations et des usures mécaniques qui impactent les coups de maintenance. L'expérience de **SunEnergy** dans ce domaine a permis de choisir des surfaces intermédiaires : 38 et 47 m<sup>2</sup>.

Il est ainsi possible d'avoir des solutions trackers + Sharp monocristallins NU180 + Onduleur SMA d'une qualité optimum à des prix extrêmement compétitif, permettant ainsi un retour sur investissement très rapide. Ces suiveurs de soleil sont assemblés, réglés et testés chez **SunEnergy** à Hambourg. Leurs montages sur le terrain devient un meccano. Il est également possible par la suite, d'optimiser à distance, depuis le bureau d'études de **SunEnergy**, l'utilisation des suiveurs de soleil.



**Figure (III.3) :** Panneau photovoltaïque tournesol [DIN11].

L'objectif d'un suiveur solaire est de pouvoir suivre le soleil tout au long des mois et de la journée. En suivant continuellement la position du soleil, ce système permet d'assurer une production électrique maximum [LAB10].

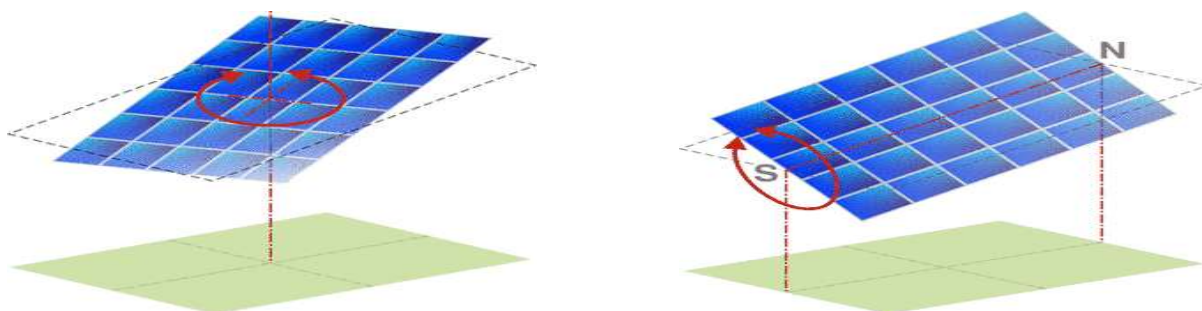


**Figure (III-4)** système permettant d'assurer une production électrique maximum.

Un suiveur solaire peut avoir deux degrés de liberté de rotation l'horizontal pour régler L'azimut et le vertical pour régler l'inclinaison. Il existe deux systèmes de suivi du soleil :

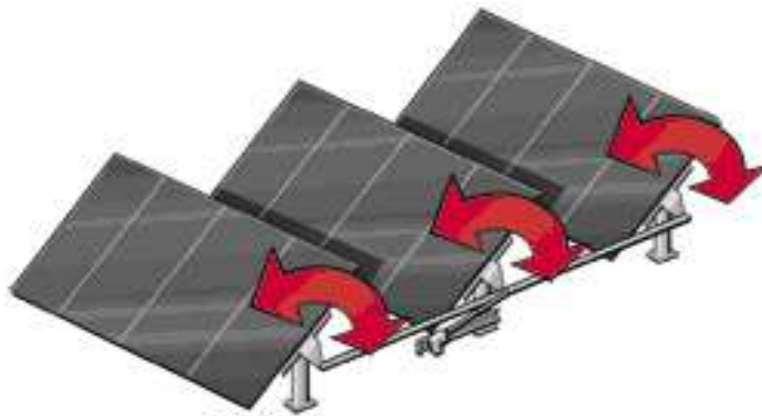
#### ➤ **Système de poursuite solaire mono axial**

C'est un système qui tourne autour d'un axe simple. Par exemple, les panneaux solaires peuvent être exposés plein sud. A l'instar du soleil qui se lève à l'est et se couche à l'ouest, la position des panneaux sera corrigée en vue d'accroître leur rendement. Le système de poursuite mono-axial est la solution la plus simple et la plus utilisée.



**Figure (III-5)** : Simple axe longitudinal [DIN11].

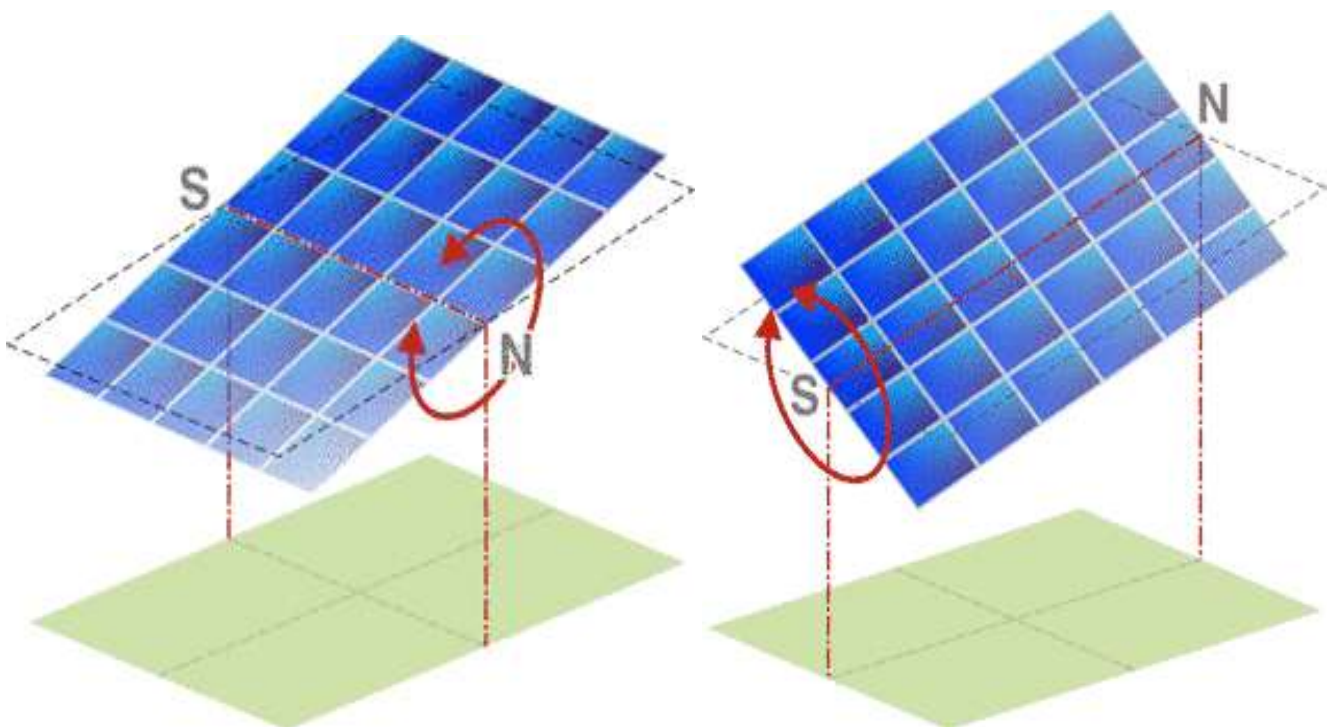
La figure ci dessous représente un panneau solaire avec un système de poursuite mono- axial :



**Figure (III-6) : Système de poursuite solaire mono axial [DIN11].**

➤ **Système De Poursuite Solaire Bi axial**

C'est un système qui suit la course du soleil sous des angles multiples, de manière à ce qu'il irradie entièrement le panneau. Ainsi on améliore le rendement des panneaux solaires de 30 à 40%. Le système bi-axial est également utilisé pour réorienter un réflecteur solaire ou un héliostat [DIN11].



**Figure (III-7-a) : Simple axe transversal.**

**Figure (III-7-b) : Double axe.**

La figure ci dessous représente un panneau solaire avec un système de poursuite bi axial :



**Figure (III-8) :** Système De Poursuite Solaire Bi axial [DIN11].

On distingue principalement le suiveur à un axe, qui permet (généralement) de suivre le soleil d'est en ouest, du suiveur à deux axes qui permet une modification de l'orientation et de l'inclinaison. Ce dernier cas nécessite l'intervention de deux moteurs

Deux systèmes différents permettent le suivi du soleil [DIN11] :

- **Le système actif :** muni d'une sonde d'éclairement, il permet une recherche instantanée de la position optimale. En cas de ciel couvert (rayonnement diffus), un tel système se met à l'horizontal, position dans laquelle la production est maximale par ce type de ciel.
- **Le système astronomique :** la position est alors directement fonction du parcours solaire pré-programmé.

D'autres sondes (type anémomètre) permettent aux traqueurs d'adopter une position de sécurité en cas d'intempérie.



### III.4.1- Différents types de montures :

#### III.4.1.1- Monture altazimutale :

La monture altazimutale est mobile autour de deux axes perpendiculaires, l'un vertical, l'autre horizontal. Le panneau solaire tourne autour d'un axe horizontal porté par une monture qui elle même tourne autour d'un axe vertical. Ce système est couramment utilisé pour les radars, les cinéthéodolites, les canons anti-aériens. La rotation autour de l'axe horizontal assure la poursuite en hauteur (de haut en bas), en d'autres termes la normale du capteur solaire suit la hauteur angulaire du soleil.

Alors que l'autre axe assure le déplacement en azimut (de gauche vers la droite). Cette disposition très simple ne pose pas de problèmes mécaniques particuliers.

Les mouvements en hauteur et en azimut sont difficiles à coordonner et le coût du système est exorbitant à cause de l'apport de deux moteurs, donc d'une consommation en énergie beaucoup plus importante.

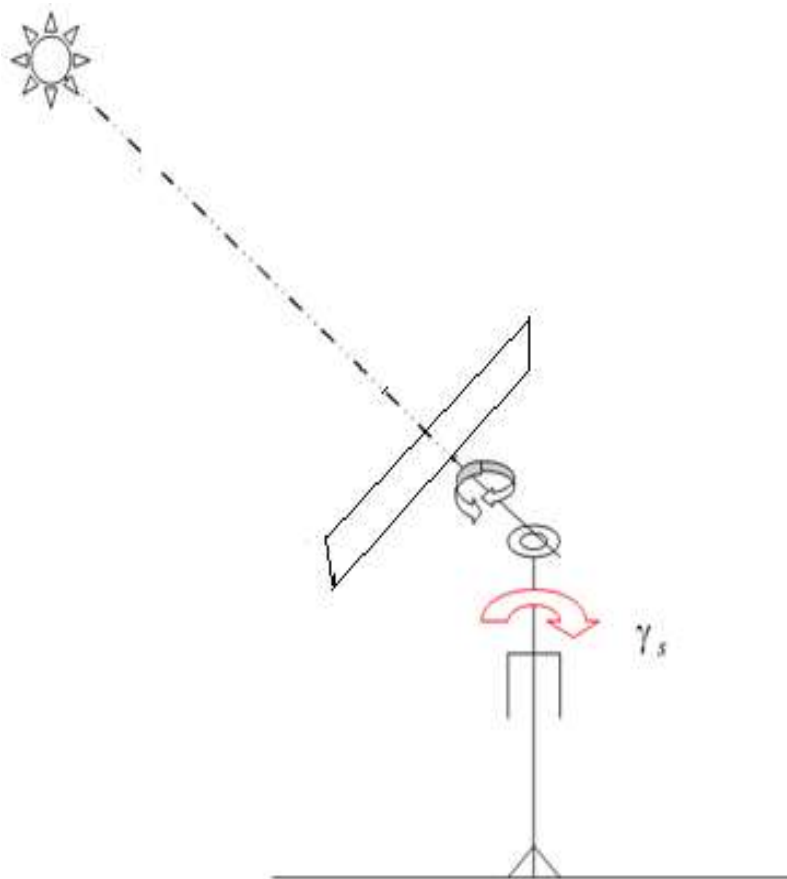


Figure III.9- Monture altazimutale

### III.4.1.2- Monture équatoriale

La monture équatoriale est la monture idéale pour assurer un suivi sidéral. Elle emploie une rotation autour d'un axe parallèle à l'axe polaire du globe terrestre (mouvement en angle horaire) et un axe orthogonal au précédent (mouvement en déclinaison). Cette solution est plus délicate sur le plan mécanique, mais le mouvement autour de l'axe polaire est pratiquement uniforme au cours de la journée. Donc la poursuite du soleil est grandement facilitée.

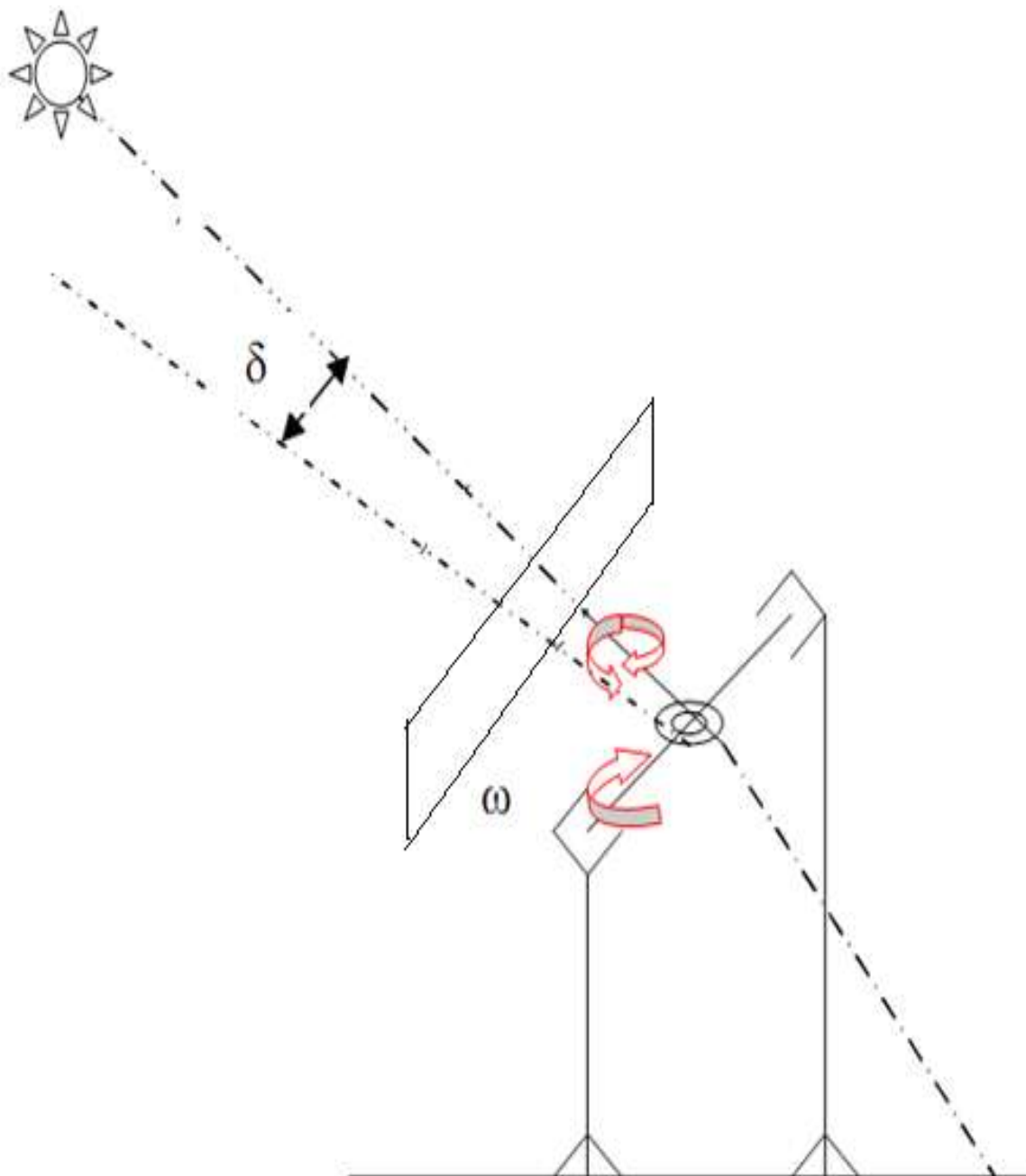


Figure III.10- Monture équatoriale



### III.5 Choix d'un suiveur solaire

L'avantage d'un système de tracking est incontestablement l'augmentation des performances qui en découle. Il permet ainsi de mieux exploiter les cellules dont on dispose. Cependant, cette augmentation de production est compensée par un surcoût engendré par la structure et le moteur du suiveur et la dalle de béton nécessaire à la stabilité. Un permis d'urbanisme est de plus nécessaire pour installer ce type de système. En pratique, il est donc important de mettre en balance les avantages liés à une meilleure production et le prix par kWc plus important [DIN11].



**Figure (III.11)** : suiveur de soleil en position [DIN11].

Au niveau de la production électrique, un suiveur à deux axes garantit une augmentation de la production électrique par rapport aux panneaux fixes d'au minimum 25 %. Des résultats de mesures sur cinq années ont par ailleurs permis au centre de recherche solaire allemand ZSW, d'estimer l'augmentation des performances par rapport à un système fixe pour Stuttgart (latitude de 48°, proche des 50° pour la Belgique) :

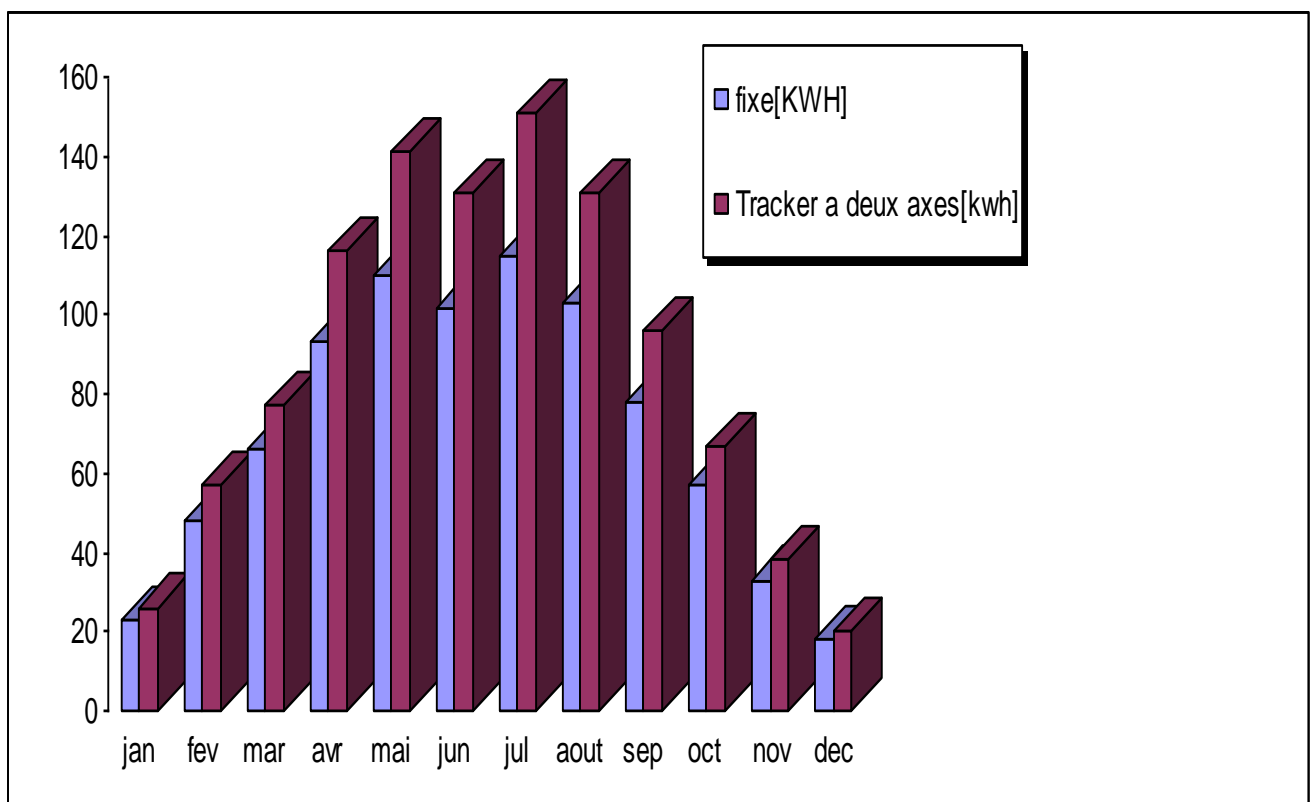
- 27 % pour un suiveur double axe
- 23 % pour un suiveur simple axe vertical
- 23 % pour un suiveur simple axe longitudinal
- 12 % pour un suiveur simple axe transversal

Gains dans le cas considéré : 24.2 %.

|                            | Fixe  | Traqueur 2 axes |
|----------------------------|-------|-----------------|
|                            | [kWh] | [kWh]           |
| Moyenne mensuelle          | 70    | 88              |
| Moyenne journalière        | 2.3   | 2.9             |
| Production totale annuelle | 845   | 1 050           |

**Tableau (III.1)** : production d'électricité mensuelle d'1 kWc avec et sans traqueur installé au sud avec une inclinaison de 35° (Namur) sur une année moyenne [DIN11].

Le diagramme de la figure (III-12) montre les performances du système avec un suiveur de soleil par rapport à un système fixe ; on peut remarquer cela durant les mois les plus ensoleillés.



**Figure (III-12)** : diagramme de comparaison entre la production avec suiveur de soleil et avec système fixe [DIN11].

### III.6 Rendement d'un panneau solaire photovoltaïque

L'inclinaison optimale du panneau solaire photovoltaïque par rapport au sol est obtenue par la rotation du panneau autour de deux Axes (axe vertical et axe horizontal).

Si un panneau solaire mobile autour de l'axe vertical testait uniquement le suivi solaire en azimut, au 21 juin de chaque année (solstice d'été), et au nord-est de la France, le soleil ayant une inclinaison de 28 degrés par rapport au sol, le rendement du panneau solaire serait de valeur  $\cos(\alpha) = \cos(28^\circ) = 0.88 = 88 \text{ }^\circ/\text{ }^\circ$  maxi.

Au 21 Décembre (solstice d'hiver), et au Nord de la France, le soleil ayant une inclinaison de 72 degrés par rapport au sol, Le rendement du panneau solaire serait de valeur  $\cos(\alpha) = \cos(72^\circ) = 0.37 = 37 \text{ }^\circ/\text{ }^\circ$  maxi.

Pour un rendement maximal, le rayonnement du soleil doit être constamment orthogonal par rapport au plan du panneau.

**Remarque:** Les valeurs citées sont relevées au nord-est de la France et pour une latitude de 48 degrés environ [LAB09].

### III.7 Contrôle de la position du panneau en azimut

Le contrôle de positionnement peut se faire à n'importe quelle heure de la journée. Pour vérification, l'ombre sur le sol, du panneau et son mat, doit présenter une image symétrique. L'ombre du panneau seul, doit représenter au sol, un parallélogramme rectangle.

### III.8 Contrôle de la position du panneau en élévation

Prendre une latte de deux mètres en son milieu. La faire pivoter en élévation. Lorsque l'image de l'ombre au sol de la latte passe par un maximum, les rayons du soleil sont perpendiculaires à sa position

Si le panneau présente la même inclinaison que la latte, les rayons sont orthogonaux au plan du panneau [LAB10]:

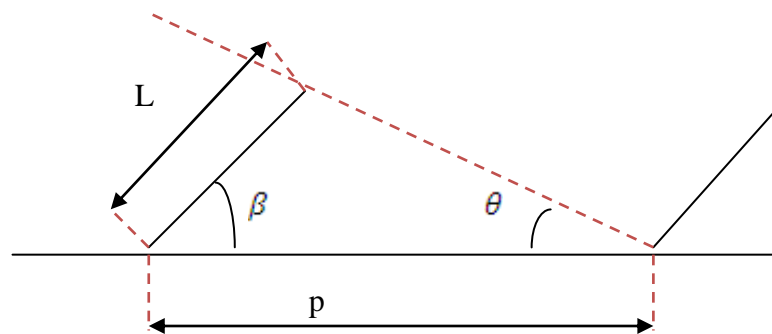
### III.9 Centrale photovoltaïque en terrasse ou plein champ

Ce type de montage est utilisé pour les grandes centrales photovoltaïques disposées en pleine nature ou sur des toitures plates [LAB09].

### III.9.1 Groupement en sheds

Pour connecter ensemble un grand nombre de panneaux, il faut veiller à équilibrer les courants et tensions si on veut exploiter la plus grande puissance possible. Sur la base des caractéristiques mesurées des panneaux, on groupe en série les panneaux de même courant nominal en veillant à égaliser la somme des tensions à puissance nominale de chaque chaîne. L'orientation des panneaux sera la même pour éviter qu'un panneau moins éclairé ne limite le courant de sa série. La figure (sheds : angle limite ;;;;;) présente les paramètres définissant les grandeurs utiles aux calculs d'ombrage de sheds. Le but de ce calcul est de trouver un optimum entre pertes d'ombrages et gain d'inclinaison pour une densité surfacique choisie de panneaux : si au départ on décide d'incliner les modules à 30° (optimum européen), on définira une puissance maximale installée avec des pertes d'ombrage de quelques %. Le compromis sera un choix entre puissance installée maximale et pertes d'ombrage acceptables pour le client.

$$\text{Limite d'ombrage} = \frac{s(\text{capt})}{s(\text{horiz})} = \frac{L}{p} = \frac{1}{\cos(\beta) + \left(\frac{\sin(\beta)}{\text{tg}(\theta)}\right)} \quad (\text{III-1})$$



**Figure (III-13)** : sheds : angle limite d'ombrage et surface occupée.

Les principales règles pour l'assemblage des panneaux en un champ photovoltaïque restent ici valables avec en supplément la répartition des panneaux sur la surface à disposition. Dans le cas de systèmes en terrasse ou champ libre disposés en sheds, l'utilisation de la surface dépendra des pertes admises lorsque le soleil est rasant et produit de l'ombre d'un shed sur l'autre.

Pour limiter l'effet de ces ombrages, on veillera si possible à connecter les panneaux en séries horizontales pour qu'un panneau partiellement ombré ne limite pas le courant

d'un panneau complètement au soleil. on gardera alors la recommandation d'ajouter une diode en série avec chaque chaîne de panneaux ou mieux un fusible pour qu'une chaîne ombrée en début ou fin de journée ne perturbe pas les autres panneaux en plein soleil. Pour optimiser l'énergie annuelle en fonction d'une surface se terrain ou terrasse à disposition, on jouera sur l'inclinaison des capteurs et la distance entre les sheds en tenant compte des conditions climatiques locales et des irradiances lorsque le soleil est bas sur l'horizon. A partir de la simulation, on peut calculer plusieurs cas de figure très rapidement et choisir l'optimum sera de réduire l'inclinaison et de tolérer quelques pour-cent de pertes par rapport au maximum sans ombrage et limite de surface. la réduction de l'inclinaison a d'autres avantages :

- les supports peuvent être plus petits, donc moins chers,
- la sensibilité au vent et moins élevée.
- la puissance installée est beaucoup plus élevée.
- le rendement diffus est meilleur, caractéristique qui favorise les panneaux couches minces qui ont une meilleure sensibilité dans les bleus
- l'impact architectural est diminué, donc plus acceptable

Le tableau (III.2) montre un exemple d'utilisation de surface donnée pour quelques lieux de latitudes diverses [LAB09].

|                         | Inclinaison (°)        | 30   | 20   | 10   | 5    |
|-------------------------|------------------------|------|------|------|------|
|                         | Taux de couverture     | 45.5 | 54.0 | 69.1 | 81.4 |
|                         | Puissance relative (%) | 100  | 119  | 152  | 179  |
| Lieu, latitude          |                        |      |      |      |      |
| Hambourg (D)<br>53.30°  | Pertes (%)             | 0    | 1.4  | 4.5  | 7.0  |
|                         | Energie finale (%)     | 100  | 117  | 145  | 166  |
| Bourges (f)<br>47.04 °  | Pertes (%)             | 0    | 1.2  | 4.2  | 6.5  |
|                         | Energie finale (%)     | 100  | 118  | 146  | 167  |
| Barcelone<br>(E) 41.32° | Pertes (%)             | 0    | 1.2  | 4.9  | 7.3  |
|                         | Energie finale (%)     | 100  | 118  | 145  | 166  |
| Alger (Al)<br>36.34     | Pertes (%)             | 0    | 0.7  | 4.0  | 6.2  |
|                         | Energie finale (%)     | 100  | 118  | 146  | 168  |
| Bombay<br>19.17°        | Pertes (%)             |      | 0    | 1.3  | 3.4  |
|                         | Energie finale (%)     |      | 100  | 133  | 161  |

**Tableau (III-2) :** taux de couverture de centrales à sheds [LAB09].

Le taux de couverture est le rapport entre la surface des capteurs et la surface à disposition. les quatre premiers exemples ont une inclinaison optimale de 30°, c'est la référence utilisée. Pour BOMBAY, l'optimum de 20° est pris comme référence. L'optimisation du système dépendra ensuite des coûts des supports et de la facilité du montage. Pour des centrales en pays froid, On laisse souvent un espace important au pied des panneaux où la neige peut s'accumuler sans ombrer la derrière rangée de capteurs.

Les pertes indiquées sont globales pour sheds de longueur infinie et ne tiennent pas compte de la géométrie du câblage. si l'on tient compte de sheds finis, les pertes aux extrémités sont plus faibles et si le site s'y prête, avec une longueur des sheds correspondant à un multiple entier d'une chaîne de panneaux, alors les pertes par ombrages peuvent être fortement diminuées en câblant les chaînes par ranges horizontales. C'est l'option qui a été choisie pour une centrale récente de 1MW à Verbois près de Genève.

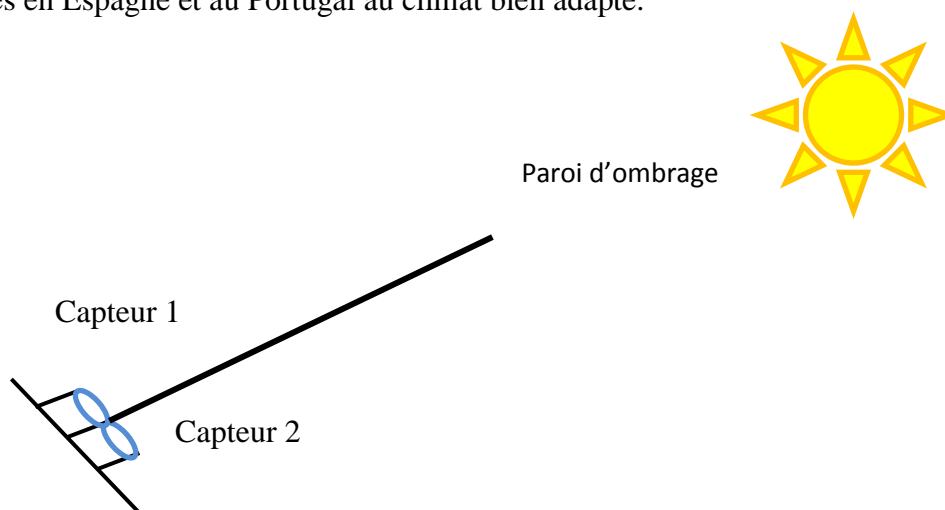
### III.9.2 Système suiveurs (trackers)

Un suiveur ou tracker est un champ de panneaux montés sur une surface orientable qui suit la trajectoire du soleil selon un ou deux axes. Avec un seul axe, les panneaux peuvent être montés dans un plan incliné à angle fixe sur un poteau vertical qui va orienter le champ photovoltaïque en direction du soleil tout au long de la journée. L'axe unique peut également être dans le plan des panneaux inclinés qui vont alors basculer de l'est à l'ouest suivant le soleil.

Le suiveur à deux axes est une mécanique plus complexe qui garde le plan des panneaux perpendiculaire aux rayons du soleil est obtenue par la mesure du courant de capteurs de lumière disposés de part et d'autre de parois d'ombrage les séparant (figure 3.14).

Les moteurs ou systèmes hydrauliques entraînant l'orientation sont commandés par les différences de courant de chaque cellule de mesure : dès que l'une d'entre elle est un petit peu ombrée le système va s'orienter pour compenser cette perte et remettre le système parfaitement dans l'axe du soleil.

Évidemment ces systèmes sont plus intéressants quand il y a beaucoup de soleil direct, c'est-à-dire sous les climats peu nuageux. Ces dernières années, les trackers ont été surtout implantés en Espagne et au Portugal au climat bien adapté.



**Figure (III-14) :** capteurs de lumière pour l'orientation de tracker.

Lorsque le soleil est caché par les nuages, les systèmes peuvent être orientés à l'horizontale pour capter un maximum d'énergie diffuse. Mais souvent par temps couvert, le système suit le soleil selon un mouvement préprogrammé, l'inclinaison de l'orientation

étant définies par l'heure et le jour de fonctionnement. La mise à l'horizontale des trackers est parfois choisie en cas de forts vents pour abaisser les efforts mécaniques.

Pour dimensionner un tel système, l'apport d'un programme tenant compte des performances en fonction d'un budget d'investissement et d'une surface de terrain à disposition. A nouveau, les calculs suivants recourent à **PV syst.** qui permet ce type d'évaluation [LAB09].

### III.9.2.1 Système élémentaire

Le terrain sera recouvert de systèmes multiples d'un tracker élémentaire. Nous choisissons pour cette simulation un panneau polycristallin de marque atersa fournissant 222 w pour une surface de 1645×900 mm. Celui-ci est monté sur tracker en format portrait 12 à la base pour cinq en hauteur, soit une surface de 11 m par 8,85 m n comptant les boulons de fixation entre les panneaux. la puissance de ce champ de 60 panneaux fait 13.32 Kw pour une surface de 91  $m^2$ .

Il est alors relié au réseau à travers un onduleur DANFOSS TLX 12.5 k, appareil de technologie récente présentant un rendement européen de 97%.

Le tableau (III-3) présente les résultats de la simulation du système soit en position fixe plein sud et incliné à 30°, soit monté sur un tracker deux axes suivant parfaitement la trajectoire du soleil [LAB09].

| Description    | Systèmes |        |                     | Gains & pertes |       |      | Simulation |          |       |      |
|----------------|----------|--------|---------------------|----------------|-------|------|------------|----------|-------|------|
|                | Nbre.    | Puiss. | Densité.            | Inclin.        | Ombr. | Tot. | PR         | Energie. |       |      |
|                |          | (KW)   | (W/m <sup>2</sup> ) |                |       |      |            | (%)      | (%)   | (%)  |
| Systèmes à 30° | 1        | 13,3   | 110.8               | 13.4           | 0,0   | 13,4 | 84,1       | 1402     | 100,0 | 18,7 |
| Tracker 2 axes | 1        | 13,3   | 78,7                | 50,3           | 0,0   | 50,3 | 86,1       | 1904     | 135,8 | 25,4 |

**Tableau (III-3) :** exemple des résultats de la simulation du système fixe plein sud et incliné à 30° et un Tracker à deux axes.



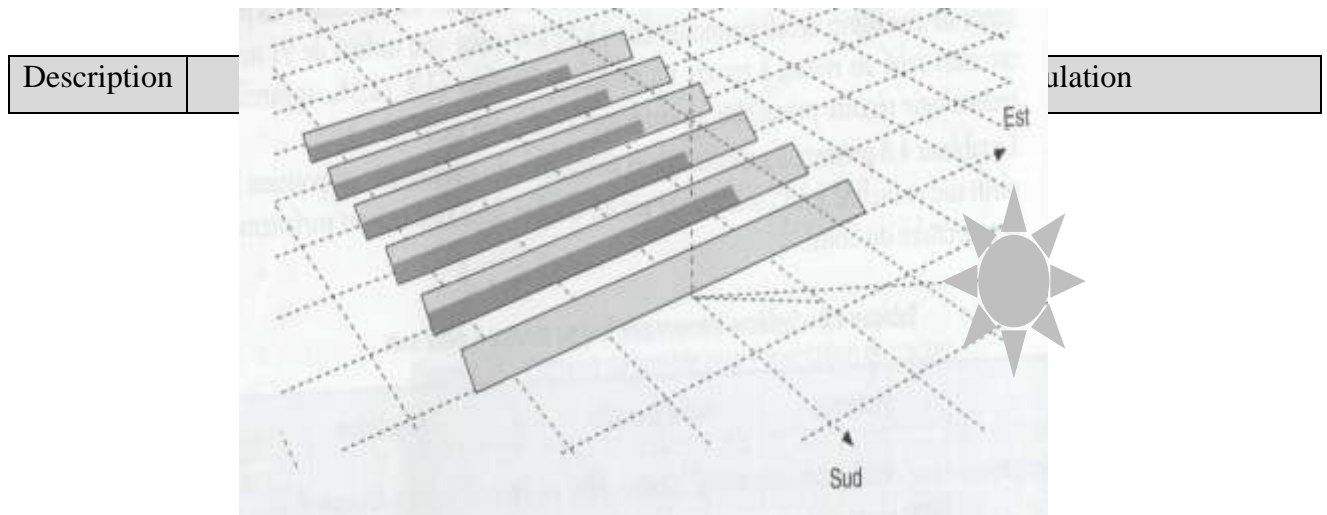
Les données ou résultats présentés permettront de constituer une référence lorsque plus de systèmes seront montés proches et s'influenceront par leurs ombrages. On remarque en particulier :

- en colonne 3, la puissance totale installée ;
- en 4, la puissance photovoltaïque par surface de terrain ;
- en 5, 6 et 7, les gains et pertes optiques dus à l'inclinaison et aux ombrages (ici nuls pour un seul système)
- en 8, le taux de performance (PR) pour pertes ohmiques et d'appariement des panneaux minimaux ;
- en 9, la densité annuelle d'énergie ;
- en 10, la variation d'énergie par rapport à la surface de référence (ici fixe à 30°) ;
- en 11, la production annuelle d'énergie.

On remarque que le gain du suiveur à deux axes est excellent et atteint 35,8% à cette latitude et ce climat méditerranéen (voir colonne 10). Le gain optique provenant de l'inclinaison du champ PV est de 13,4% pour 30° fixe plein sud et 50,3% lorsque le suiveur présente les panneaux à la perpendiculaire des rayons du soleil [LAB09].

### III.9.3 Occupation du terrain en sheds

Les systèmes élémentaires de 60 panneaux (les mêmes que ci-dessus) sont montés cette fois-ci en format portrait de quinze modules à la base pour 4 de haut. On peut placer ainsi sept systèmes sur un shed pour une largeur totale de 95 mètres, ce qui laisse un pourtour libre de 2,5 m autour du champ PV. Chaque shed a donc une puissance de  $7 \times 13,32 = 93,24$  kWc. La figure 4.22 présente l'allure du système complet avec des ombres projetées à 8 h du matin le 21 décembre pour variante à 6 sheds inclinés à 30° et espacés de 18 mètres [LAB09].



**Figure (III-15)** Centrale photovoltaïque en sheds-ombrages en hiver [LAB09]

Le tableau (III.4) présente les résultats de simulation pour quatre variantes d'occupation de l'hectare à disposition. On calcule successivement l'énergie produite pour 6 à 9 sheds et ensuite on cherche l'angle optimal produisant le maximum d'énergie pour la dernière simulation.

La présentation est la même que celle du tableau 4.8, référence sans ombrages, nous gardons pour comparaison le plus petit système de 560 KW (6 sheds de 93.24KW) incliné à l'optimum de 30° et produisant le moins de pertes d'ombrages.

On remarque que l'augmentation de densification des sheds ne produit pas trop de pertes : l'optimum de performance du plus grand système à 9 sheds (incliné à 20°) n'est que 3,1 % moins efficace que notre référence alors que la puissance installée a augmenté de 50%

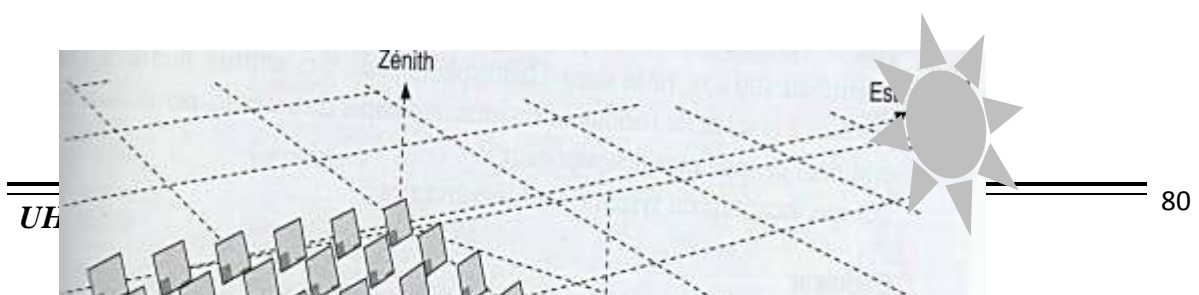
L'optimum de performance est atteint assurément lorsque les sheds sont éloignés et produisent peu d'ombrages mais l'optimum financier est probablement pour une densification élevée et une meilleure utilisation de la surface disponible : les frais d'aménagement du terrain, ceux de la liaison au secteur, l'ingénierie et les autres dépenses d'infrastructure ne vont pas beaucoup changer suivant le nombre de sheds [LAB10].

|               | Nbre. | Puiss. | Densité.            | Inclin. | Omr. | Tot. | PR   | Energie. |         |        |
|---------------|-------|--------|---------------------|---------|------|------|------|----------|---------|--------|
|               |       | (KW)   | (W/m <sup>2</sup> ) | (%)     | (%)  | (%)  | (%)  | KWH/KWP  | Rel.(%) | MWH/an |
| 6 sheds à 30° | 42    | 559,4  | 55,9                | 13,4    | -2,0 | 11,4 | 82,5 | 1376     | 100,0   | 770,0  |
| 7 sheds à 30° | 49    | 652,7  | 65,3                | 13,4    | -3,5 | 9,9  | 81,4 | 1357     | 98,6    | 886,0  |
| 8 sheds à 25° | 56    | 745,9  | 74,6                | 12,7    | -3,3 | 9,4  | 81,4 | 1349     | 98,0    | 1006,0 |
| 9 sheds à 15° | 63    | 96,4   | 83,9                | 9,4     | -1,7 | 7,7  | 82,4 | 1326     | 96,4    | 1112,0 |
| 9 sheds à 20° | 63    | 96,4   | 83,9                | 11,4    | -3,2 | 8,2  | 81,3 | 1333     | 96,9    | 1118,0 |
| 9 sheds à 25° | 63    | 96,4   | 83,9                | 12,7    | -4,9 | 7,8  | 80,0 | 1326     | 96,4    | 1113,0 |

**Tableau (III.4) :** systèmes montés en sheds sur un hectar

### III.9.4 Occupation du terrain avec trackers

Les problèmes d'ombrages sont beaucoup plus ardues à résoudre lorsque les suiveurs augmentent leur inclinaison quand le soleil est bas sur l'horizon. Des ombrages apparaissent au bas des champs ou sur les côtés et l'optimisation du câblage des chaînes devra s'appuyer sur la simulation qui permet de voir l'impact de ces ombrages. La simulation sera également précieuse pour essayer d'optimiser financièrement l'investissement [LAB09].



**Figure (III-16).** centrale photovoltaïque et ombrages des trackers en hiver.

La figure (III.16) montre l'exemple de centrale, variante à 36 trackers, et l'impact des ombrages à 8h le 21 décembre.

Le tableau (III-5) présente les résultats de simulation de systèmes à 25,30 et 36 suiveurs occupant l'hectare de terrain en projet.

| Description      | Systèmes |        |                     | Gains & pertes |      |      | Simulation |          |         |         |
|------------------|----------|--------|---------------------|----------------|------|------|------------|----------|---------|---------|
|                  | Nbre.    | Puiss. | Densité.            | Inclin.        | Omr. | Tot. | PR         | Energie. |         |         |
|                  |          | (KW)   | (W/m <sup>2</sup> ) | (%)            | (%)  | (%)  |            | (%)      | KWH/KWP | Rel.(%) |
| Tracker à 2 axes | 25       | 333,0  | 33,3                | 50,3           | -5,6 | 44,7 | 81,3       | 1797     | 130,6   | 598,0   |
| Tracker à 2 axes | 30       | 399,6  | 40,0                | 50,3           | -7,1 | 43,2 | 81,5       | 1768     | 128,5   | 706,0   |

**Tableau (III-5) :** les résultats de simulation de systèmes à 25,30 et 36 suiveurs occupant l'hectare de terrain [LAB09].

On remarque que le gain relatif par rapport a notre système de base a 6 sheds varie de 30.6 à 25.5% lorsqu'on augmente le densité des suiveurs .Si l'augmentation de coût due au suiveurs est de l'ordre de 12 à15% du prix global, alors ceux-ci sont plus intéressants à cette latitude. Mais l'utilisation de telles mécaniques impose un suivi plus important du

système et les frais dus au vieillissement de ces systèmes ne sont pas encore vraiment connus [LAB09].

### **III.10 conclusion**

L'orientation des panneaux solaire a un impact direct sur leur rendement, toutes les études montrent que les systèmes suiveurs de soleil sont plus performants que les systèmes à axes fixes.

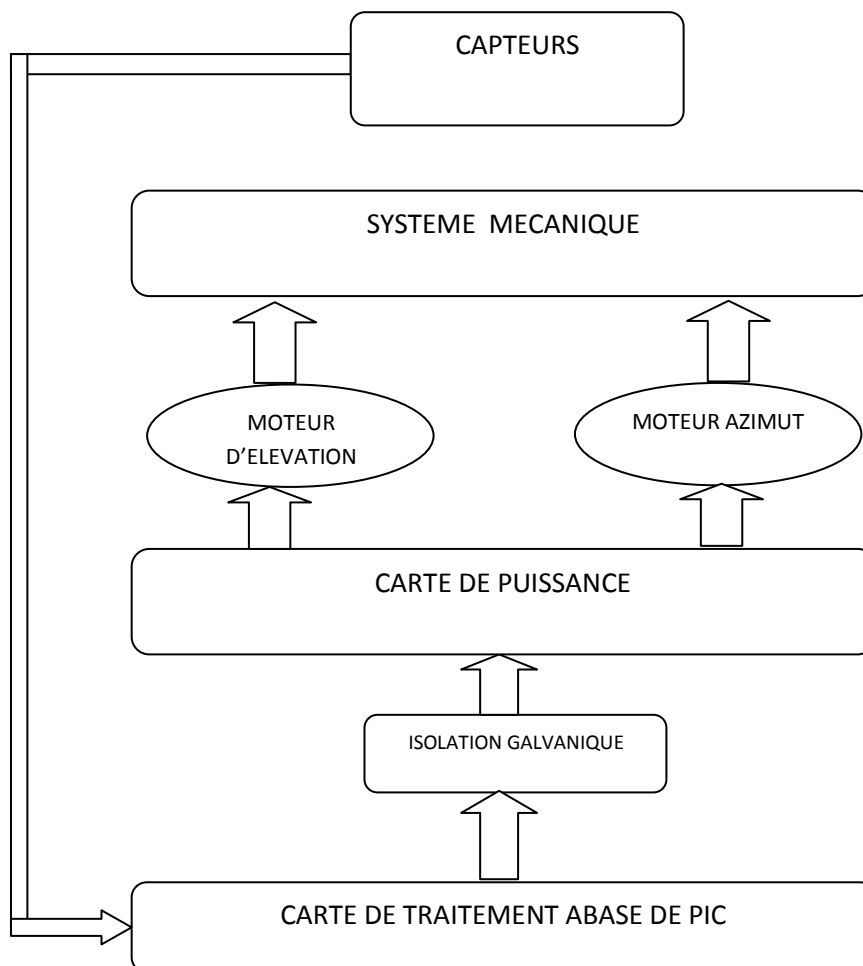
## IV Introduction

Après avoir fait une étude sur le gisement solaire et récupérer quelques caractéristiques météorologiques de la région de Chlef nous avons aussi donné le principe de la conversion photovoltaïque pour différentes technologies de fabrication des modules.

Pour ce qui est de la réalisation du suiveur de soleil parmi les différentes structures mécaniques possibles nous avons opté pour la structure altazimutale que nous avons programmer sa commande avec le microcontrôleur qui a son tour a été programmé en utilisant le langage micro C .

### IV.2 Schéma de principe

Le schéma suivant représente le principe de fonctionnement du suiveur de soleil



**Figure (IV.1)-** Schéma synoptique du suiveur solaire

### IV. 3 Réalisation du suiveur solaire

#### IV. 3.1 Description de la structure mécanique

Pour que la production photovoltaïque soit maximale, les rayons provenant directement du soleil doivent avoir un angle d'incidence égal à  $90^\circ$ . Le pointage du panneau est donc optimal lorsque la normale au plan du panneau, en son centre, est dirigée vers le soleil

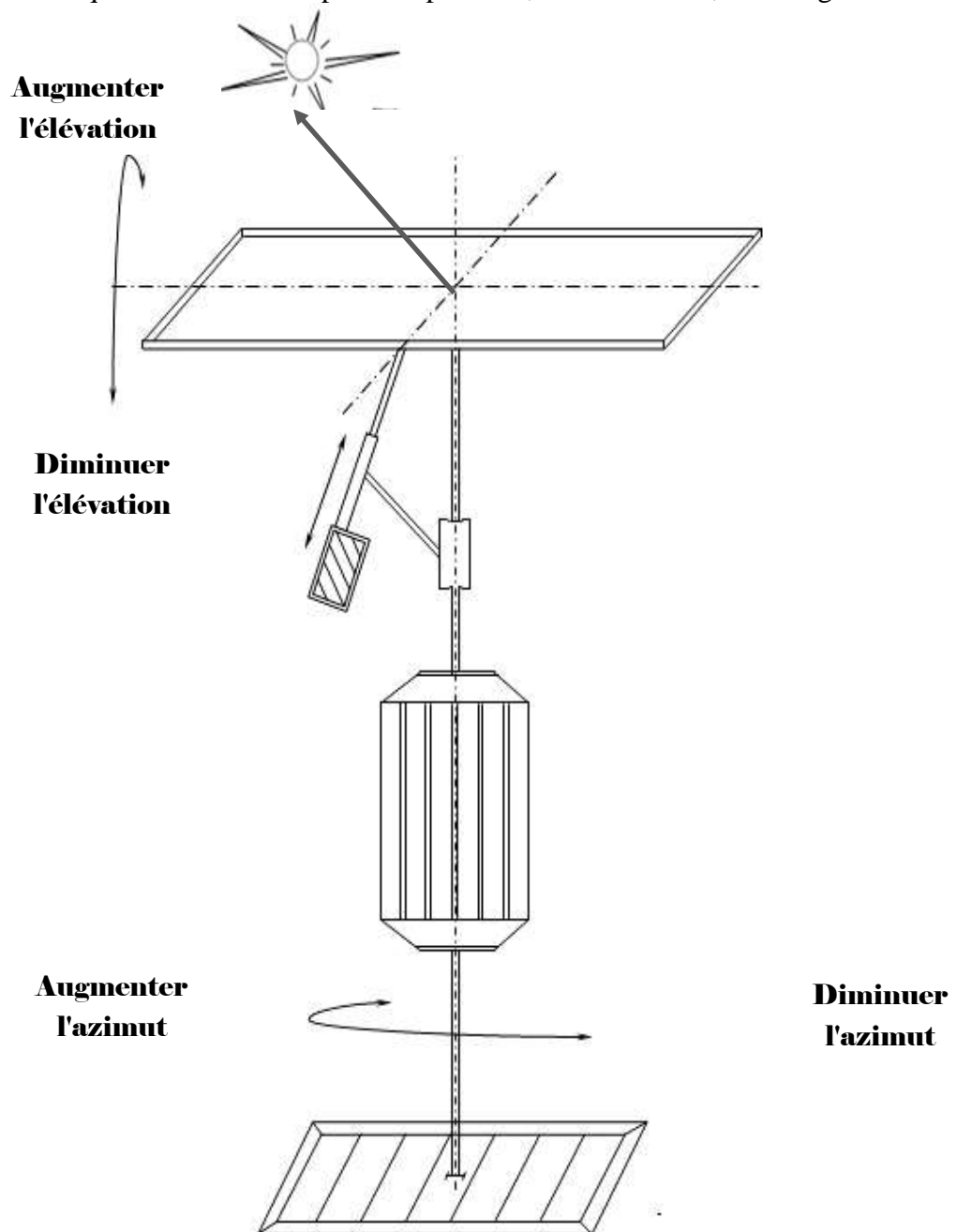


Figure (IV.2) Description de la structure du suiveur

Notre structure mécanique est constituée de deux parties mobiles. Une partie sur l'axe horizontal pour la variation d'élévation du panneau par rapport au soleil et l'autre partie sur l'axe vertical pour la variation d'azimut du panneau. Ces deux parties mobiles sont assurées par deux moteurs commandés par un microcontrôleur.

#### IV. 3.1.1. Orientation de l'axe horizontal (élévation)

La variation d'élévation est assurée par un vérin électrique muni de deux fins de courses

L'élévation minimale du soleil est obtenue à son lever et à son coucher est égale à  $0^\circ$  (Horizon). L'élévation maximale du soleil est fonction de la latitude du lieu d'installation.

En fait, dans la configuration d'origine, les fins de course du vérin d'élévation sont réglées par rapport à l'élévation max et min du soleil.

- élévation min du panneau = latitude du lieu (CHLEF= $36.10^\circ$ )» lorsque la tige du vérin est complètement rentrée.
- élévation max du panneau =  $90^\circ$  lorsque la tige du vérin est complètement sortie.



Figure (IV. 3) vérin de contrôle d'élévation



### IV. 3.1. 2 Orientation de l'axe vertical (l'azimut)

La variation d'azimut est assurée par un moteur asynchrone monophasé à deux sens de marche muni d'un réducteur de vitesse mécanique. L'intégration d'un rhéostat nous a permis affiner la vitesse. Ce moteur est muni de deux fins de courses

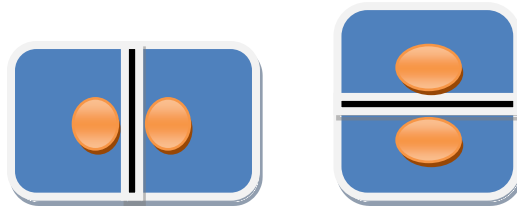
Le mouvement en axe d'azimut étant un angle de  $180^\circ$ . Au matin de  $-90^\circ$  à  $0^\circ$  et l'après midi de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  d'où il faut orienter le milieu de l'angle de mouvement sur l'axe vertical vers le sud où l'azimut= $0^\circ$ . Le réglage des fins courses est alors à  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$  par rapport au point milieu.



**Figure (IV.4)** Moteur de contrôle d'azimut

### IV. 3.2 Choix d'emplacement des capteurs

Pour que l'éclairement soit identique sur les deux capteurs ils doivent être posés sur le même plan du panneau solaire



Figure( IV.5) positionnement du capteur

### IV. 3.3 Description de la Partie électronique

Une fois le système mécanique mis en place, nous allons maintenant entamer la partie électronique qui va commander tout le système. Commençons tout d'abord par une description théorique des différents composants utilisés pour la réalisation de la carte de traitement.

#### IV. 3.3.1 Bloc d'alimentation

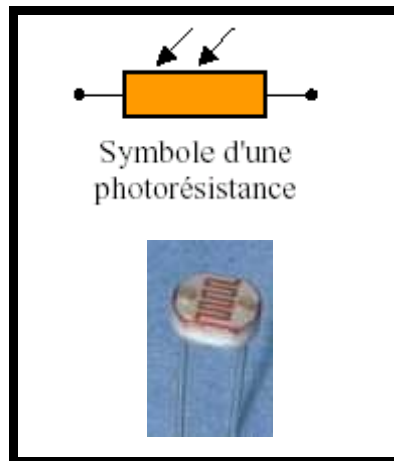
Des tensions de 6v et de 12v obtenues sur les secondaires de transformateurs qui sont redressées par des ponts de graetz et filtrées par des condensateurs. Ces tensions sont régulées à 5v et 12v par des régulateurs respectifs 78 L 05 ,78 L 12, pour obtenir à la sortie :

- une tension de 5 v assez stable pour ne pas perturber le circuit de commande.
- une tension de 12 v assez stable pour alimenter les relais.

#### IV. 3.3.2 Choix du capteur de lumière type LDR

Nous avons utilisé un capteur à base de photorésistance pour réduire le prix de revient, et simplifier le fonctionnement. Le principe que nous avons adopté est classique, il consiste à contrôler l'égalité d'éclairement de 4 détecteurs répartis dans les 4 quadrants deux capteurs sur l'axe horizontal et les deux autres sur l'axe vertical.

Les capteurs de lumière sont des composants qui réalisent la conversion d'un signal lumineux en signal électrique.

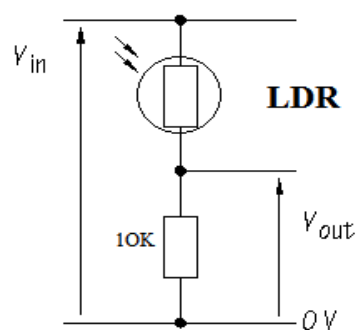


**Figure (IV.6):** Schéma d'une résistance LDR

Une photorésistance est un composant électronique dont la résistivité varie (souvent une diminution) en fonction de l'augmentation de lumière qui l'atteint. On peut également la nommer résistance photo-dépendante (light-dependent resistor (LDR)) ou photoconducteur.

Une photorésistance est composée d'un semi-conducteur à haute résistivité. Si la lumière incidente est de fréquence suffisamment élevée, les photons absorbés par le semi-conducteur donneront aux électrons liés assez d'énergie pour sauter dans la bande de conduction, les électrons libres (avec leurs trous d'électron) ainsi produits abaissent la résistance de l'ensemble.

Le montage du capteur est basé sur le principe simple d'un diviseur de tension :



**Figure( IV.7 )** Résistance LDR en diviseur de tension

$$V_{out} = \frac{10000}{10000 + R_{LDR}} \times V_{in} \quad (IV.1)$$

$V_{in}$  : Tension d'alimentation du capteur (5v)

$R_{LDR}$  : Résistance du LDR

$V_{out}$  : Tension de la sortie du capteur (dépend de la lumière)

### IV. 3.3.3. Composants de la carte de puissance

#### IV. 3.3.3.1. Optocoupleurs 4N35

Le 4N35 est un optocoupleur qui permet le transfert d'informations entre deux parties électroniques isolées l'une de l'autre d'un point de vue électrique. La Première partie est un émetteur, et la seconde partie est un récepteur. L'émetteur Produit donc de la lumière, et le récepteur, qui est sensible à la lumière émise par l'émetteur, réagit plus ou moins en fonction de la quantité de lumière reçue.

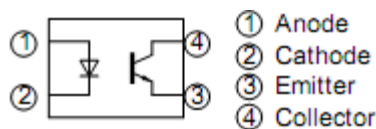


Figure (IV. 8) schémas d'un optocoupleur

Ce composant isole électriquement deux parties électroniques ou électriques entre elles, il s'agit d'une isolation galvanique. En effet les tensions mises en jeux ne Son pas compatibles de part et d'autre, il y a une partie commande qui est alimenté en 5V et un circuit puissance alimenté en 12V.

#### IV. 3.3.3.2-ULN2803A

ULN 2803A est un composant électronique a base de transistor, il est composé de transistor bipolaire en montage Darlington avec un émetteur commun et des diodes de roue libre pour les charges inductives.

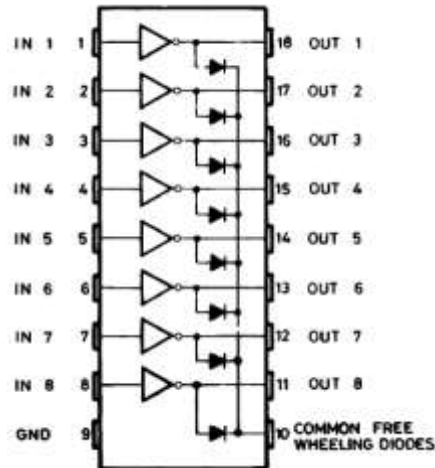


Figure (IV.9) schéma de l'ULN 2803A

### IV. 3.3 3.3-Relai électromagnétique

Il sert à faire une transition entre un courant faible et un courant fort, et commander plusieurs organes simultanément grâce à ses multiples contacts synchronisés. Il permet également la transition entre deux sources différentes en isolant ces dernières.

Un relais " standard " est constitué d'une bobine ou solénoïde qui lorsqu'elle est sous tension attire par un phénomène électromagnétique une armature ferromagnétique qui déplace des contacts, voir figure ci-dessous.

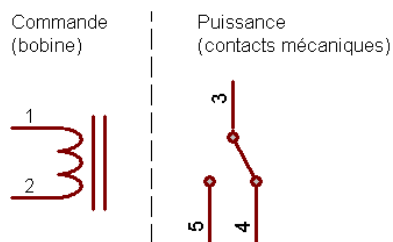


Figure (IV.10) relais électromagnétique

### IV. 3.3.4 Pic16f876 A 16f877 A

Une PIC n'est rien d'autre qu'un microcontrôleur, c'est à dire une unité de traitement de l'information de type microprocesseur à laquelle on a ajouté des périphériques internes permettant de réaliser des montages sans nécessiter l'ajout de composants externes.

La dénomination PIC est sous copyright de Micros hip, donc les autres fabricants ont été dans l'impossibilité d'utiliser ce terme pour leurs propres microcontrôleurs.

Les PICs sont des composants dits RISC (Réduc Instructions Construction Set), ou encore composant à jeu d'instructions réduit. Sachons que plus qu'en réduit le nombre d'instructions, plus facile et plus rapide qu'en est le décodage, et plus vite le composant fonctionne.

L'horloge fournie à la PIC est pré divisé par 4 au niveau de celle-ci. C'est cette base de temps qui donne le temps d'un cycle.

Si on utilise par exemple un quartz de 4MHz, on obtient donc 1000000 de cycles/seconde, or, comme la PIC exécute pratiquement une instruction par cycle, hormis les sauts, cela donne une puissance de l'ordre de 1MIPS (1 Million d'Instructions Par Seconde). L'utilisation des microcontrôleurs pour les circuits programmables à plusieurs points forts et bien réels. Il suffit pour s'en persuader, d'examiner la spectaculaire évolution de l'offre des fabricants de circuits intégrés en ce domaine depuis quelques années.

-Tout d'abord, un microcontrôleur intègre dans un seul et même boîtier ce qui, avant nécessitait une dizaine d'éléments séparés. Il résulte donc une diminution évidente de l'encombrement de matériel et de circuit imprimé

-Cette intégration a aussi comme conséquence immédiate de simplifier le tracé du circuit imprimé puisqu'il n'est plus nécessaire de véhiculer des bus d'adresses et de donnée d'un composant à un autre.

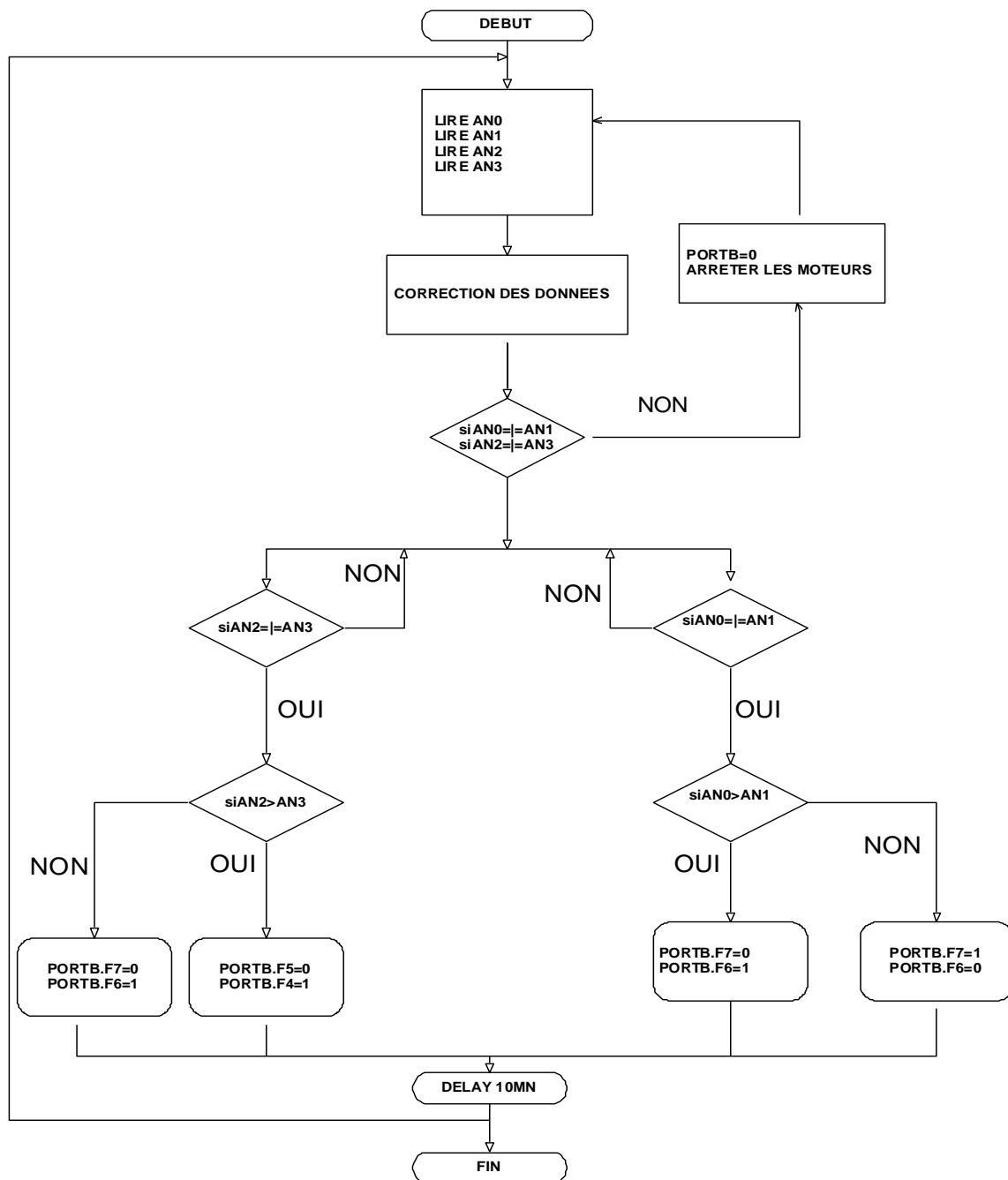
-L'augmentation de la fiabilité du système puisque, le nombre des composants diminuant, le nombre des connexions composants/supports ou composants/circuits imprimer diminue.

- Le microcontrôleur contribue à réduire les coûts à plusieurs niveaux
- Moins cher que les autres composants qu'il remplace.
- Diminuer les coûts de main d'œuvre.
- Réalisation des applications non réalisables avec d'autres composants.

## IV. 3.4. Programmation du pic

### IV. 3.4.1 1'organigramme

La programmation du pic satisfait au fonctionnement de l'organigramme suivant et la programmation a ete effectuer avec le logiciel micro C utilisant comme langage de base C++



Figure( IV.11)Organigramme de programmation

### IV. 3.4. 2- Simulations circuits de commande et puissance

Après avoir programmer la pic 16F876A avec le logiciel microC et effectuer le circuit électrique en utilisant les différents composants électroniques ou nous avons regroupé les deux parties puissance et commande, la compilation du programme avec le logiciel Isis nous a permis de voir le fonctionnement de notre circuit électrique à réaliser.

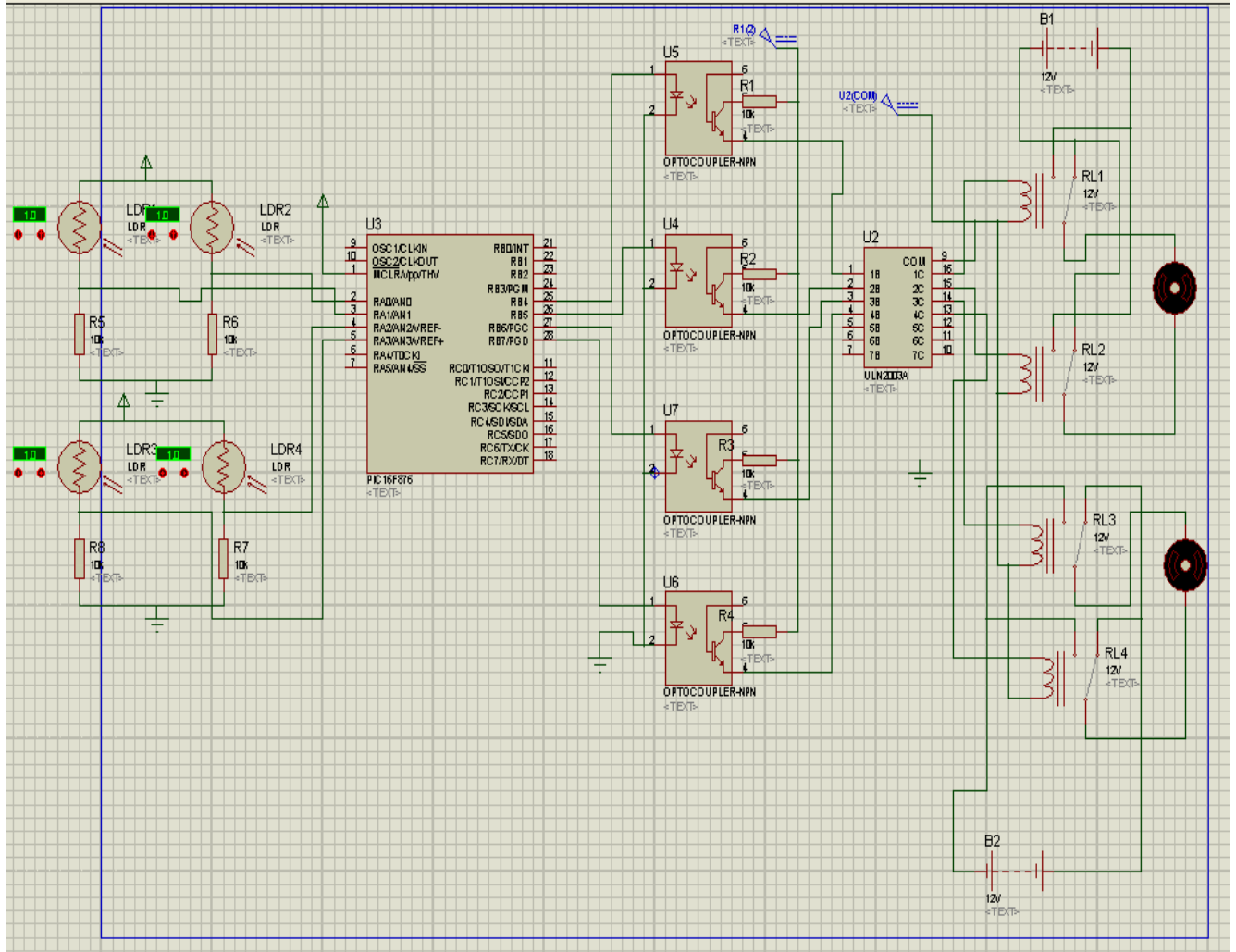


Figure (IV.12) schéma électrique du circuits commande et puissance avec logiciel Isis



### IV. 3.4. 3-Simulation du circuit d'affichage

L'affichage de la température de la tension du courant et de la puissance fournie par le module photovoltaïque a été obtenu avec un simple programme d'une pic 16F877A, la compilation du programme avec le logiciel Isis nous a permis de voir le fonctionnement de notre circuit électrique a réaliser

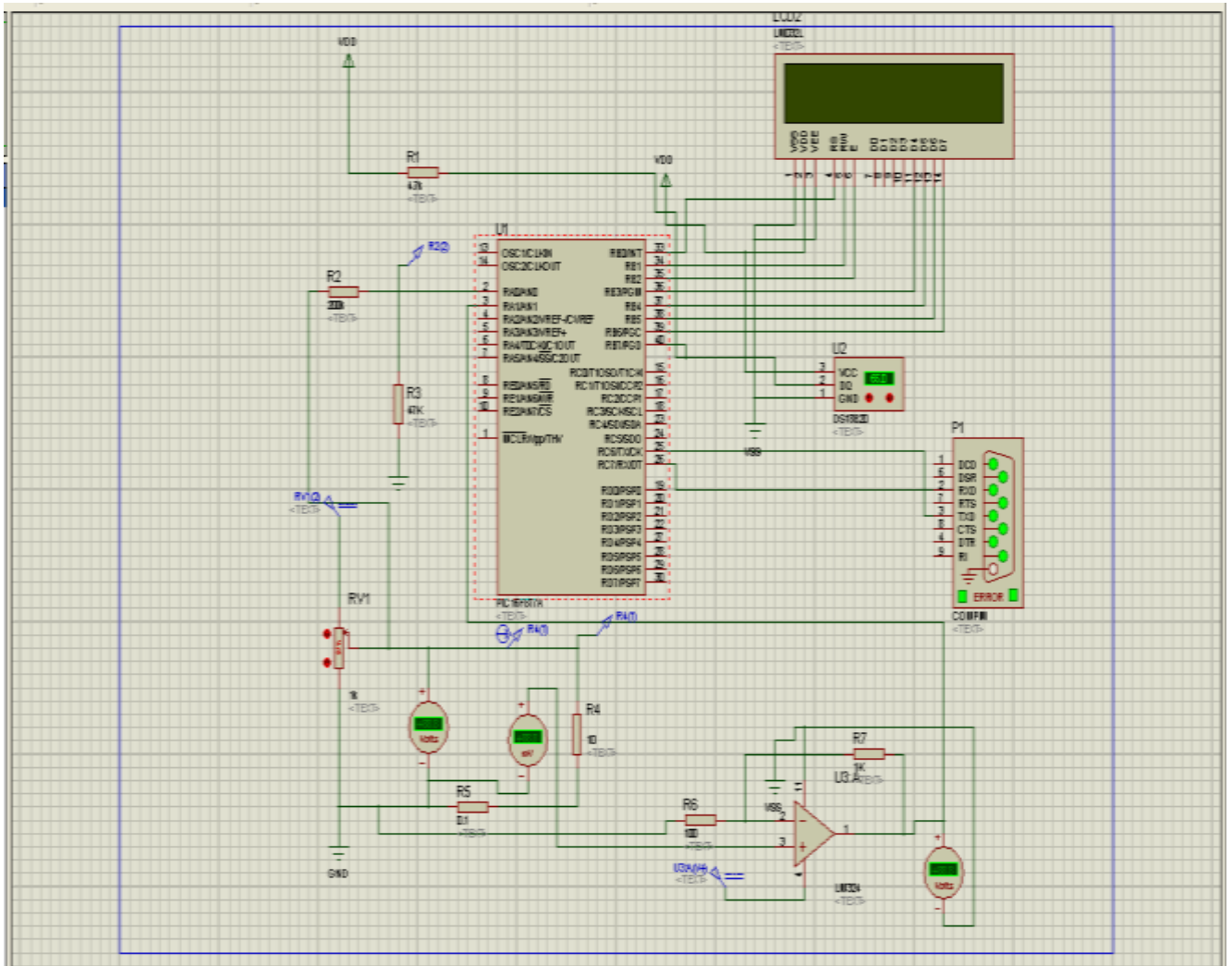
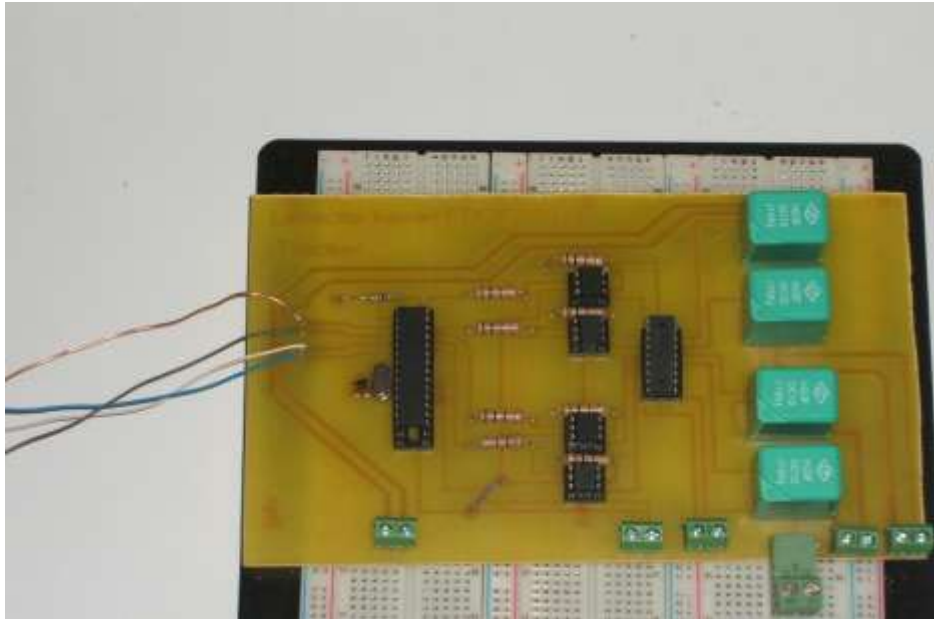


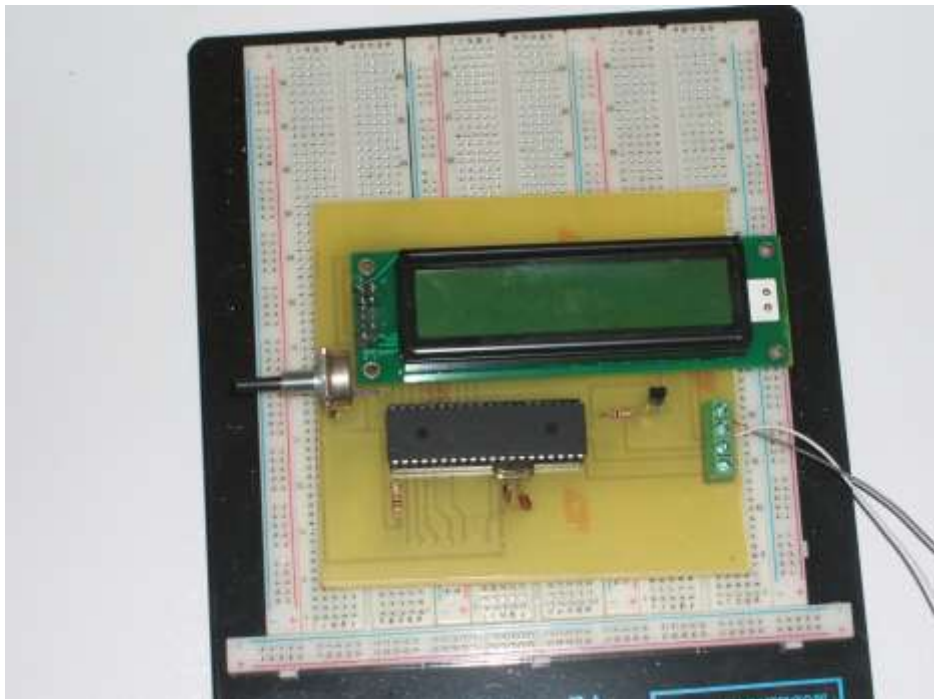
Figure (IV.13) schéma électrique du circuit d'affichage avec logiciel Isis

### IV. 3.5. Réalisation des cartes de commande, puissance et d'affichage

Après avoir tester la simulation des circuits avec le logiciel Isis et le fonctionnement sur plaque d'essai nous avons entamé la réalisation du circuit imprimé, pour cela nous avons utilisé le logiciel Ares



**Figure (IV.14)** circuit électrique de commande et puissance

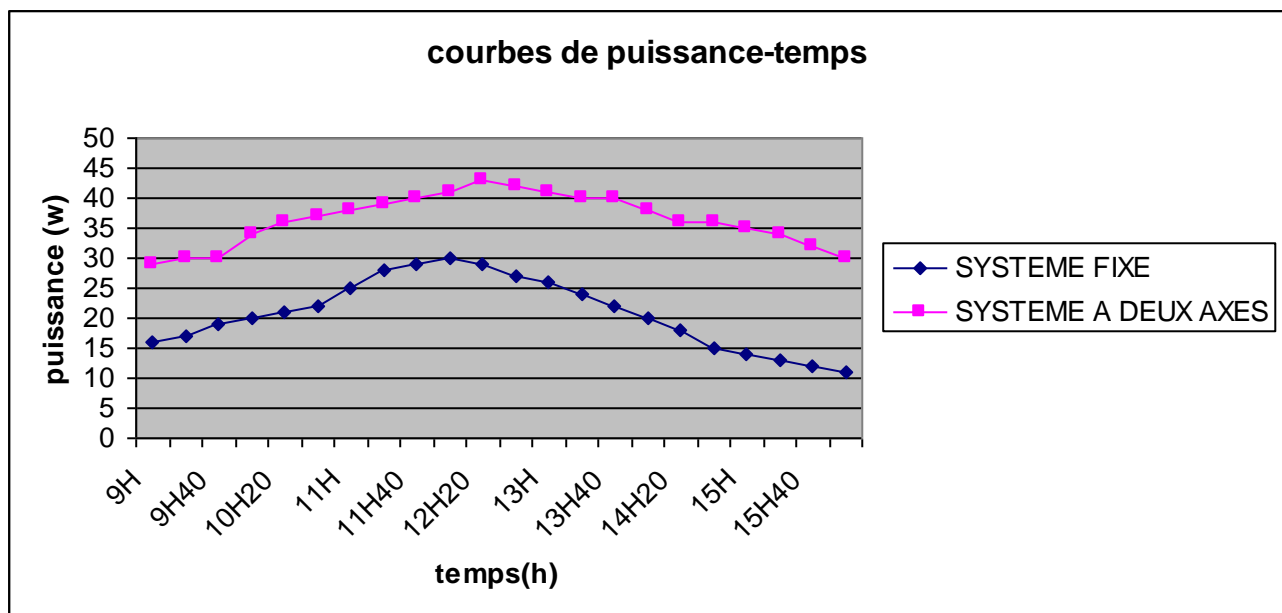


**Figure (IV.15)** circuit électrique d'affichage

## IV.4 Résultats expérimentaux

Ces expériences ont été effectuées en une journée (19 /11/2011) où l'éclairement était relativement bon, et cela au niveau d'un endroit défini par sa latitude  $36^{\circ}12'N$  et sa longitude  $1^{\circ}20'E$  la température étant de  $19^{\circ}C$ .

Dans la journée où les mesures ont été prises (mesures de courant et de tensions faites à des intervalles de temps égaux) ; nos mesures de tensions et de courant en fonction de temps pour une charge fixe pendant cette journée nous ont permis de déterminer les courbes expérimentales de puissance dans les deux situations pour le module fixe et le système à deux axes les résultats sont reportés sur la figure (IV.16).



**Figure (IV.16)** Courbes puissances –temps pour un module fixe et un module orienté à deux axes

La surface délimitée par chaque courbe expérimentale et par l'axe du temps représente le rendement énergétique du système considéré, le système de tracking à deux axes est parvenu à offrir un gain énergétique d'environ 23 % par rapport au module fixe.

## IV.5 Conclusion

Le système à deux axes est bien meilleur par rapport à un système à axe fixe vu le gain énergétique apporté et l'augmentation du rendement des modules photovoltaïques.

## Conclusion générale

Le travail proposé concerne l'optimisation des systèmes photovoltaïques obtenue par la conception et la réalisation d'un système de tracking a deux axes du soleil pour un panneau photovoltaïque.

Avant d'arriver a la réalisation du système de suivi du soleil nous avons développer trois chapitres commençant par donner des notions sur le soleil ensuite une idée sur la technologie des panneaux solaires et sur l'énergie photovoltaïque puis une étude sur l'orientation des panneaux solaires .

Le tracking est assuré par un programme qui transmet des ordres à deux moteurs qui orientent le panneau de façon a ce que l'angle d'incidence reste constant.

Cela permet d'exploiter l'énergie solaire de façon efficace non seulement durant les heures d'ensoleillement , mais également la lumière diffusée tout au long de l'année .Ce système a permis d'améliorer le rendement énergétique.

Les résultats expérimentaux confirment que le tracking a deux axes est très avantageux par rapport au modules a axes fixe.

Comme perspective, nous proposant d'intégrer les autres facteurs qui peuvent influencer le rendement énergétique (la vitesse du vent, la température), ainsi que la combinaison des deux techniques du suivi du soleil : l'asservissement et la pré-programmation.

**BIBLIOGRAPHIE**

- [ANG06] Angel Cid Pastor, « Conception et réalisation de module photovoltaïques électroniques », Thèse de doctorat, l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, septembre 2006.
- [BAR06] Barnett, A. Honsberg, C. Kirkpatrick, D. Kurtz, S. Moore, D. Salzman, D. Schwartz, R.; Gray, J. Bowden, S. Goossen, K. Haney, M. Aiken, D. Wanlass, M. Emery, K. « 50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs », Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):2560 – 2564.
- [BCH09] Ben Cheikh Hocine Hanane, « simulation numérique de modèle de collecteur hybride photovoltaïque / photothermique », thèse magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.
- [BEL08] Belhadj Mohammed, « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome », thèse magister, Centre Universitaire De Bechar, 2008.
- [BER04] Bernard, « énergie solaire calculs et optimisation », Ellipses, France, 2004.
- [BOU08] Bouden Abdelmalek, « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque », thèse magister, Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [BOU10] Houria BOUMAARAF, « Modélisation et commande numérique d'un système photovoltaïque connecté au réseau », Thèse de Magistère, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, 2010.
- [BRA09] A. Brahmi, A. Abounada et M. Ramzi « Application de la commande 'Perturb and Observe' pour l'extraction de la puissance maximale des cellules photovoltaïques », Revue des Energies Renouvelables CER'07 Oujda.
- [CED08] Cédric Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de doctorat Université de TOULOUSE III, Décembre 2008.
- [CHE00] M. Chegaar, A Lamir, A Chibani « Estimation global Solar rasiation Using Sunshine Hours », 4ème séminaire international Physique Énergétique, Bechar 2000.
- [CHE06] Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, Lili Zheng, « Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system », Journal of Crystal Growth, Volume 287, Issue 2, 25 January 2006, Pages 252-257.

- [CHE07] Rachid Chenni, « Etude technico-economique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire », thèse doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2007.
- [COT96] J-M.Cottier, A.Mermoud, M.Villoz, J.Graf, « centrales photovoltaïques guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets a l'usage des bureaux d'ingénieurs, office fédéral des questions conjoncturelles », Pacer, France, 1996.
- [DIN11] Furkan Dincer, « the analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy », yuzunca yil university, 2011, page(s) 713-720.
- [DUF80] A. Duffie, W-A. Beckman, «solar engineering of thermal processes», John Wiley et Son-sing, 2<sup>ème</sup> édition, New York, 1980.
- [EME96] Emery, K.; Burdick, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L.; Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W, «Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems», Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 – 1278.
- [GAP83] M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'algerié », Tomel, 2, OPU 1983.
- [HAH06] Hahn, G. Seren, S. Kaes, M. Schonecker, A. Kalejs, J.P. Dube, C. Grenko, C. Belouet , « Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction in PV Photovoltaic Energy Conversion », Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):972 – 975.
- [KRA06] Kray, D.Schumann, M. Eyer, A. Willeke, G.P. Kubler, R. Beinert, J. Kleer, G , « Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains », Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006,Page(s):948–951.
- [LAB05] A.Labouret, M.Villoz, «énergie solaire photovoltaïque », Dunod, France, 2<sup>ème</sup> édition, 2005.
- [LAB09] A.Labouret, Michel Villoz, « énergie solaire photovoltaïque », Dunod, paris, 4<sup>ème</sup> Edition, 2009.
- [LAB10] A.Labouret, P.Cumunel, J-P.Braun, B.Faraggi, « Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque », Dunod, paris, 5<sup>ème</sup> Edition, 2010.
- [lau08] Laure Marandet, « La deuxième vie des modules », Systèmes Solaires, le journal des énergies renouvelables, Mars-Avril 2008, n°184.

- [MEF03] A.Mefti, M.Y.Bouroubi, A.Adane, « generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria », Energy conversion and management 44(2003), page(s) 3125-3141.
- [Mul05] Muller, A. Reinecke, M. Bachmann, A. Seifert, C. Trommer, T. Schindler , « Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic », Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 3-7 Jan. 2005 Page(s):1019 –1022.
- [PET09] M. Petibon Stéphane, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », thèse doctorat, Université Toulouse, 2009.
- [PUI05] Puigdollers, J. Voz, C. Sporer, C. Laukhina, E. Martin, I. Orpella, A.; Vetter, M. Rovira, C. Alcubilla,« Organic photovoltaic solar cells based on MEH-PPV / PCBM blend », Electron Devices, 2005 Spanish Conference on 2-4 Feb. 2005 Page(s):279 – 281.
- [THE02] Theresa L. Jester, « Crystalline Silicon Manufacturing Progress », PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002; 10:99–106 (DOI: 10.1002/pip.414)
- [WOR07] Working group Science, Technology and Applications of the EU PV Technology Platform; « A Strategic Research Agenda (SRA) for Photovoltaic Solar Energy Technology », June 2007. Page(s):975 – 980.
- [ZAO00] Zaouk, D.; Zaatar, Y.; Khoury, A.; Llinares, C.; Charles, J.-P.; Bechara, J.; Ajaka, M, « Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure », Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95.
- [ZOU09] Zouache Foudil, «étude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïque », thèse magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.